



Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы  |
|--|
| «Современные методы строительства морских трубопроводов» |

УДК 622.692.4.053(204.1)

Студент

| Группа | ФИО            | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 2Б4А   | Тимофеева Л.А. |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| доцент    | Цимбалюк А.Ф. | доцент                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| ассистент | Макашева Ю.С. |                           |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|---------------------------|---------|------|
| ассистент | Абраменко Н.С. |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| <b>ОНД ИШПР</b>  | Брусник О.В. | к.п.н, доцент             |         |      |

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## Планируемые результаты обучения

| <i>Код<br/>результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i>                       |
|---|---|---|
| <b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b> |   |   |
| P1  | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности   | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)                |
| P2  | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда                      | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.                             |
| P3  | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности   | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4  | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий   | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)                |
| <b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>                                    |   |   |
| P5  | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов   | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)  |
| P6  | Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов  | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)   |
| <b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>                                      |   |   |
| P7  | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)                              |
| P8  | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов  | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)  |
| <b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>                                 |   |   |
| P9  | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли  | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)  |
| P10   | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий             | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)                                 |

| <i>Код<br/>результата</i>               | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i>               |
|---|---|---|
| <i>В области проектной деятельности</i> |   |   |
| P11                                     | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | <i>Требования ФГОС ВО<br/>(ПК-27, ПК-28, ПК-29,<br/>ПК-30)<br/>(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i> |



Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Брусник О.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО                              |
|--------|----------------------------------|
| 2Б4А   | Тимофеевой Людмиле Александровне |

Тема работы:

|  |  |
|--|--|
| «Современные методы строительства морских трубопроводов» |  |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)              |  |

|  |               |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 19.06.2018 г. |
|--|---------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|  |   |
|--|---|
| <b>Исходные данные к работе</b><br><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | Объектом исследования является морской трубопровод в процессе его укладки стингерным методом. Транспортируемый продукт-нефть. |
|--|---|

|   |  |
|---|--|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i> | Введение. Методы укладки подводных трубопроводов. Проектирование морских трубопроводов. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов |
| <b>Перечень графического материала</b><br><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>   | нет  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br><i>(с указанием разделов)</i>  |  |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>   |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»   | Макашева Ю.С., ассистент ОСГН  |
| «Социальная ответственность»  | Абраменко Н.С., ассистент ОКД  |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 20.03.2018 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Цимбалюк А.Ф. | доцент                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                             | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------------|---------|------|
| 2Б4А   | Тимофеева Людмила Александровна |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| Группа | ФИО                              |
|--------|----------------------------------|
| 2Б4А   | Тимофеевой Людмиле Александровне |

| Инженерная школа    | Природных ресурсов | Отделение                 | Нефтегазового дела  |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---|
| Уровень образования | бакалавриат        | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» |

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчет сметной стоимости выполняемых работ по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода путем внедрения очистных устройств.  |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 18%.  |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|  |  |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Расчет сметной стоимости выполняемых работ, по капитальному ремонту газораспределительной станции. |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований  | График выполнения работ.   |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | Расчет экономической эффективности очистки внутренней полости нефтепровода.                        |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|   |
|---|
| 1. Организационная структура управления         |
| 2. Линейный календарный график выполнения работ |

|  |  |
|--|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику |  |
|--|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------------|
| ассистент | Макашева Ю. С. |                        |         | 25.03.2018 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                             | Подпись | Дата       |
|--------|---------------------------------|---------|------------|
| 2Б4А   | Тимофеева Людмила Александровна |         | 25.03.2018 |

Студенту:

|        |                                  |
|--------|----------------------------------|
| Группа | ФИО                              |
| 2Б4А   | Тимофеевой Людмиле Александровне |

|                            |                           |                                  |                              |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Кафедра</b>                   | <b>Нефтегазового дела</b>    |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат               | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» |

|  |  |
|--|--|
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>   |  |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения   | Методы строительства морских трубопроводов   |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>  |  |
| <b>1. Производственная безопасность</b><br><br><b>1.1 Анализ вредных факторов, создаваемых объектом исследования</b><br><br><br><br><br><br><br><br><br><br><b>1.2. Анализ вредных факторов, создаваемых объектом исследования</b> | 1.1 Проанализировать выявленные вредные физико-химические факторы при строительстве морского трубопровода, к которым относятся:<br>– показатели микроклимата;<br>– уровень вибрации;<br>– недостаточная освещенность;<br>– шум;<br>– повышенная загазованность и запыленность;<br>– повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися.<br>Рассмотреть средства коллективной и индивидуальной защиты от наиболее вредных факторов.<br><br>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы:<br>– механические опасности;<br>– электробезопасность. |
| <b>2. Экологическая безопасность:</b>  | – проанализировать воздействие объекта на атмосферу (выбросы);<br>– проанализировать воздействие объекта на гидросферу (сбросы);<br>– проанализировать воздействие объекта на литосферу (отходы);<br>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.  |

|  |  |
|--|--|
|  |  |
| <b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте и выбор наиболее типичной ситуации;</li> <li>– разработка первичных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul> |
| <b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– режимы труда и отдыха;</li> <li>– компоновка рабочей зоны.</li> </ul>   |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 02.04.2018 |
|---|------------|

**Задание выдал консультант:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>     | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Ассистент        | Абраменко Н.С. |                               |                | 02.04.2018  |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                      | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|---------------------------------|----------------|-------------|
| 2Б4А          | Тимофеева Людмила Александровна |                | 02.04.2018  |





Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

|  |              |
|--|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 19.06.2017 г |
|--|--------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)               | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 20.03.2018    | <i>Введение</i>   | 10                                 |
| 17.04.2018    | <i>Методы укладки морского трубопровода</i>                         | 20                                 |
| 25.04.2018    | <i>Расчет на прочности при проектировании морских трубопроводов</i> | 20                                 |
| 02.04..2018   | <i>Социальная ответственность</i>                                   | 10                                 |
| 25.03.2018    | <i>Финансовый менеджмент</i>  | 10                                 |
| 01.05.2018    | <i>Заключение</i>   | 10                                 |
| 25.05.2018    | <i>Презентация</i>  | 20                                 |

**Составил преподаватель:**

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Цимбалюк А.Ф. | доцент.                |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| ОНД<br>ИШПР      | Брусник О.В. | к.п.н, доцент.         |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 42 рис., 19 табл., 33 источника, 0 приложений.

Ключевые слова: S-метод, J-метод, барабанный метод, буксировка, прочность, методы исследования, расчет, безопасность

Объектом исследования является Морской трубопровод в процессе его укладки

Цель работы: Рассмотрение методов строительства морских трубопроводов для обеспечения промышленной безопасности и предупреждения чрезвычайных ситуаций в процессе строительства.

В работе изучена документация по методам строительства морских трубопроводов. Рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием, процесс строительства морских трубопроводов.

В результате работы произведен расчет толщины подводного трубопровода, расчет стального подводного трубопровода на устойчивость.

|            |      |                |         |      |  |                 |      |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-----------------|------|
|            |      |                |         |      | Современные методы строительства морских трубопроводов |                 |      |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |                 |      |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Реферат  | Лит.            | Лист |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |  |                 | 10   |
| Консульт.  |      |                |         |      |  |                 | 100  |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |
|            |      |                |         |      |  |                 |      |

## Определения, обозначения, сокращения

**Рабочее давление** - наибольшее избыточное внутреннее давление транспортируемой среды, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

**Стингер** – устройство, устанавливаемое на трубоукладочном судне или барже и предназначенное для обеспечения безопасной кривизны трубопровода и уменьшения его изгибных напряжений в процессе укладки.

**Трубозаглубители** – машины, предназначенные для заглубления уложенных поверх морского дна трубопроводов в грунт или для предварительной разработки траншей.

**Трубоукладчик** (трубоукладочное судно) – специализированное судно, предназначенное для укладки подводного трубопровода.

**Укладка трубопровода с применением барабана** – укладка трубопровода с трубоукладочного судна с предварительной намоткой его на специальный барабан.

**Укладка трубопровода S-методом** – укладка трубопровода свободным погружением на дно моря, при этом участок трубопровода, находящийся между точкой касания дна и стингером, принимает форму S-образной кривой.

|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-----------------|------|--------|--|
|            |      |                |         |      | Современные методы строительства морских трубопроводов |                 |      |        |  |
|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |                 |      |        |  |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Определения, обозначения, сокращения                   | Лит.            | Лист | Листов |  |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |  |                 |      |        |  |
| Консульт.  |      |                |         |      |  |                 | 11   | 100    |  |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |        |  |
|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |

### **Сокращения:**

ТУС – трубоукладочное судно

АКП – антикоррозионное покрытие

ЛКМ – лакокрасочные материалы

СОД – средства очистки и диагностики

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПУЭ – правила устройства электроустановок

УЗО – устройство защитного отклонения

|      |      |          |         |      |                                       |      |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Определения, обозначения и сокращения | Лист |
|      |      |          |         |      |                                       | 12   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                       |      |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 15 |
| 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....  | 16 |
| 1.1.Современные методы укладки морского трубопровода.....  | 16 |
| 1.1.2. Укладка трубопровода J-методом .....  | 20 |
| 1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом .....   | 24 |
| 1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей .....   | 26 |
| 1.2.Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием .....  | 30 |
| 1.3.Методы производства строительных работ .....   | 38 |
| 1.4.Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания .....   | 38 |
| 1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка .....   | 39 |
| 1.6.Земляные работы после укладки трубопровода .....   | 41 |
| 1.7. Врезка трубопроводных секций .....  | 46 |
| 1.8.Испытания и подготовка к эксплуатации.....   | 49 |
| 1.9.Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских<br>трубопроводов .....                                   | 52 |
| 1.10. «Турецкий поток» .....   | 64 |
| 2. ВОПРОСЫ ПРОЧНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОРСКИХ<br>ТРУБОПРОВОДОВ .....   | 67 |
| 2.1. Расчет толщины стенки подводного трубопровода .....   | 67 |
| 2.2. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под<br>действием гидростатического давления ..... | 71 |
| 3. ПРОЕКТНЫЙ РАСЧЕТ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА.....   | 73 |
| 3.1.Расчет толщины стенки трубопровода .....   | 73 |
| 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....  | 78 |

|            |      |                |         |      |   |                 |      |        |  |
|------------|------|----------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|--|
|            |      |                |         |      | Современные методы строительства морских<br>трубопроводов |                 |      |        |  |
|            |      |                |         |      |   |                 |      |        |  |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |   |                 |      |        |  |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Оглавление  | Лит.            | Лист | Листов |  |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |   |                 | 13   | 100    |  |
| Консульт.  |      |                |         |      |   | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |        |  |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |   |                 |      |        |  |
|            |      |                |         |      |   |                 |      |        |  |

|   |    |
|---|----|
| 4.1. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ .....                                | 78 |
| 4.2. Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом .....                          | 78 |
| 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....  | 85 |
| 5.1.ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....   | 85 |
| 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению .....   | 86 |
| 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ..... | 89 |
| 5.2.Экологическая безопасность .....  | 90 |
| 5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....   | 91 |
| 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....                          | 93 |
| 5.4.1Специальные правовые нормы трудового законодательства.....                                 | 93 |
| 5.4.2Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. ....                              | 94 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 96 |
| Список использованной источников.....   | 97 |

## ВВЕДЕНИЕ

Перспективы освоения ресурсов углеводородов континентального шельфа России и их транспорта конечным потребителям определяют необходимость создания морской транспортной инфраструктуры, в состав которой входят морские трубопроводы. На сегодняшний день одно из требований, которое предъявляется к строительству морских трубопроводов, это обеспечение их последующей надежной и безопасной работоспособности при долгосрочной эксплуатации. Сооружение и эксплуатация морских трубопроводов связаны с высокими рисками как техногенного, так и экономического характера. Обязательность выполнения данного требования подразумевает высокие затраты на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды.

Итак, целью данной работы является изучение методов строительства морских трубопроводов для обеспечения промышленной безопасности и предупреждения чрезвычайных ситуаций в процессе строительства.

Задачи, которые необходимо решить, для того, чтобы добиться поставленной цели, приведены ниже:

1. Обзор методов строительства морского трубопровода, достоинства/недостатки;
2. Расчет толщины стенки подводного трубопровода;
3. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость;

|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
|                   |             |                       |                |             | <i>Современные методы строительства морских трубопроводов</i> |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                 |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Тимофеева Л.А.</i> |                |             | <i>Введение</i>   |                 |             |               |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Цимбалюк А.Ф.</i>  |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Консульт.</i>  |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>   |                |             |   |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   | <i>Лит.</i>     | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|                   |             |                       |                |             |   |                 | 15          | 100           |
|                   |             |                       |                |             |   | НИ ТПУ гр. 2Б4А |             |               |

## 1. Литературный обзор

Интересоваться темой морского трубопровода начали еще в конце 50-х годов. На сегодняшний день морские трубопроводы - одна из самых актуальных тем.

При рассмотрении данной темы, использовались различные источники, такие как: СП «Морские трубопроводы» [8], «Морские трубопроводы» Ю.А. Васильев [1], «Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов» А.И.Попова [6], статья «Установка морских трубопроводов» Р.Р.Хайруллин [9] и др.

### 1.1. Современные методы укладки морского трубопровода

Трубопровод морской - трубопровод, который прокладывается на дне моря или же в траншее под морским дном. Строительство под водой - непростая задача, которую необходимо решить. Для этого необходимо проанализировать различные факторы, которые определяют организацию строительства: наличие технических средств, конструкция и назначение трубопровода, гидрометеорологические и геологические условия района строительства топография морского дна, период проведения работ и т.д. [2]

На протяжении последних лет всё чаще практикуют принципиально усовершенствованные способы прокладки трубопровода в морских акваториях. При проектировании и строительстве надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям, по отношению к проложенным на суше. Они должны быть уложены на дно моря таким образом, чтобы была обеспечена их работоспособность в течение длительного времени.

|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-----------------|------|--------|--|
|            |      |                |         |      | Современные методы строительства морских трубопроводов |                 |      |        |  |
|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |                 |      |        |  |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Литературный обзор                                     | Лит.            | Лист | Листов |  |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |  |                 |      |        |  |
| Консульт.  |      |                |         |      |  |                 | 16   | 100    |  |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |        |  |
|            |      |                |         |      |  |                 |      |        |  |



Следуя СП «Морские трубопроводы», выбор метода укладки морского трубопровода должен осуществляться на его технологической выполнимости, экономической эффективности и безопасности для окружающей среды.

Для того, чтобы выгодно использовать плавучесть и гибкость труб, разработаны следующие технологии прокладки труб: [11,12]

- ✓ S –метод;
- ✓ J-метод;
- ✓ барабанный метод;
- ✓ буксировка плетей.

Для больших глубин моря рекомендуются методы укладки трубопровода по S- и J-образным кривым с использованием трубоукладочного судна (баржи). [8]

### **1.1.1. Укладка трубопровода S-методом**

Один из первых методов морской укладки трубопровода стал S-метод. В наше время имеет огромную популярность данная технология прокладки, так как большая часть специализированных трубоукладочных судов применяют способ «наращивания» трубопровода на горизонтальной монтажной линии с последующим спуском его под натяжением по стингеру. Эта технология называется S-методом, потому что ось трубопровода делает линию, которая достаточно похожа по форме на английскую букву S, она представляет собой два участка, имеющие разные знаки кривизны: зона перегиба и зона провиса (рисунок 1) [3].

Изгиб в двух местах трубопровода требует внимательного и точного управления положением баржи относительно точки касания дна. Также уровень натяжения трубы должен быть тщательно подобран, иначе велика вероятность повреждения трубопровода. Адекватная сила натяжения создается за счет натяжных роликов и регулируемой прямой тяги. [8]

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 17   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

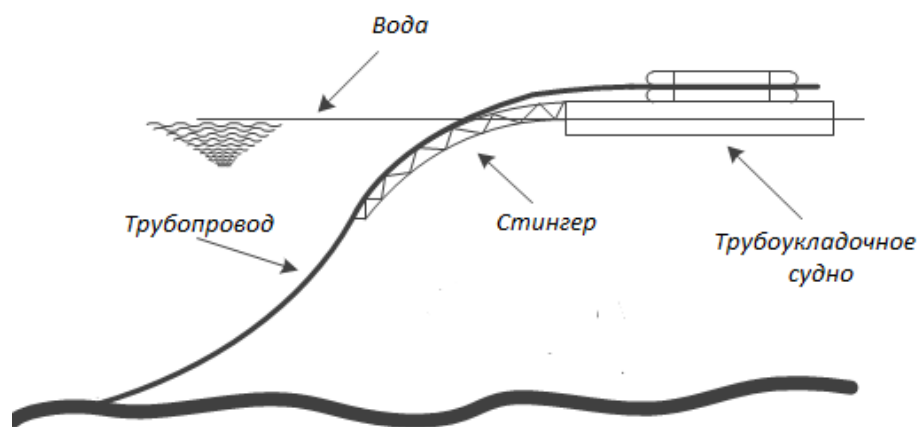


Рисунок 1 – укладка трубопровода S-методом [9]

Технология данного метода: наращивание нефтепровода с последовательной сваркой секций труб. На палубе судна находятся несколько сварочных постов, предназначены для сварки 12 и 24 м отрезков изолированной трубы. [10] Сварка в нитку и все работы по сооружению трубопровода на наклонном участке палубы, оборудованном роликовыми опорами, который также является спусковым устройством. При выполнении установки трубопровода монтаж труб производится на месте укладки, на борту ТУС, там же находится все необходимое оборудование для сварки, модули дефектоскопии, оборудование для нанесения покрытий в местах стыков труб и тому подобное. По мере движения судна трубу опускают в воду, где она сгибается вниз до того момента, пока не коснется дна. [10] В случае, когда необходимо остановить укладку трубопровода, к уже готовой к спуску плети приваривают заглушку, добиваясь герметичности, со специальными захватами, и опускают на дно. При возобновлении работ трубоукладчик цепляет заглушки и вытягивает плетъ наверх [9].

Укладка по S-образной кривой производится на глубинах до двух километров и до шести километров протяженностью в день.

Для регулирования степени изгиба трубы по мере ее опускания к корме баржи присоединен стингер – длинная стальная структура, на которую опирается труба. Стингеры могут достигать в длину 90 м. На некоторых

баржах установлены складные стингеры, что позволяет менять их размер, регулируя тем самым траекторию спуска трубы. [10]

Итак, получаем, что чем больше диаметр нашего трубопровода и чем глубже до дна моря, то более мощные системы натяжения трубопровода необходимо использовать. Например, для судна (баржи), укладывающего трубопровод S-методом, максимальное растягивающее усилие, развиваемое талевой системой, составляет около 30 МН [2].

Кроме натяжителей, трубопровод на таких судах может держаться с помощью лебедки, предназначенной для опускания трубопровода на дно и/или экстренного сброса трубопровода в случаях, предусмотренных регламентом проведения строительных работ. Также на судне размещают сварочную линию, состоящая из одного или нескольких постов, поста неразрушающего контроля и поста изоляции сварных швов.

Современные ТУС, которые работают по системе S-метода, имеют возможность прокладки трубопровода с диаметром до 1400 мм на глубину 300 м и диаметром 810 мм – 700 м.



Рисунок 2 - Трубоукладчик S-метода [12]

Можно выделить следующие достоинства данного метода [1]:

1. Сварка толстостенных труб;
2. Прокладка обетонированных труб;

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 19   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

3. Использование поточно-расчлененного метода организации сварки на нескольких постах;
4. Возможна прокладка на мелких и глубоких водах; [11]
5. Высокая производительность по сравнению с J-методом; [11]
6. ТУС, работающие по методу S-укладки трубопровода, можно найти в любой точке мира. [11]

Отсюда логичный вывод: Данный метод определяет достаточные быстрые темпы строительства в морских условиях.

Но есть ряд отрицательных моментов, связанных с S-методом:

1. Глубина моря;
2. Величина натяжения трубопровода;
3. Воздействие волн;
4. Радиус кривизны и длины стингера;
5. Характеристика прокладываемого трубопровода;
6. Судно не имеет возможности поворачиваться по ветру при укладке. [11]

### 1.1.2. Укладка трубопровода J-методом

В пункте 1.1.1. рассмотрен S-метод укладки трубопровода; так как данный способ укладки имеет некие ограничения по глубине, потому что горизонтального усилия трубоукладочного судна возможно быть недостаточным для создания требуемого напряженно-деформированного состояния трубопровода. Следовательно, сейчас в процессе строительства трубопроводов на больших глубинах используют всё чаще J-метод, который получил свое имя по тому, как выглядит его кривая в процессе монтажа (рисунок 2) [2].

Данный метод опускания труб снижает сосредоточенные нагрузки и сильного натяжения плетей, путем постановки трубопровода почти в вертикальное положение. Снижение напряжения на трубах, позволяет

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 20   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

укладывать трубопровод на больших глубинах, в сравнении с S-образным способом.

При таком методе на судах трубы сваривают в вертикальном (или близком к вертикальному) положении. При укладке таким способом трубопровод не изгибается в двух местах, что значительно уменьшает накопленную пластическую деформацию как с S-укладкой трубопровода. Зона перегиба у трубопровода при спуске отсутствует, значит не потребуются стингер значительных габаритов, который поддерживает минимально-допустимый радиус изгиба.

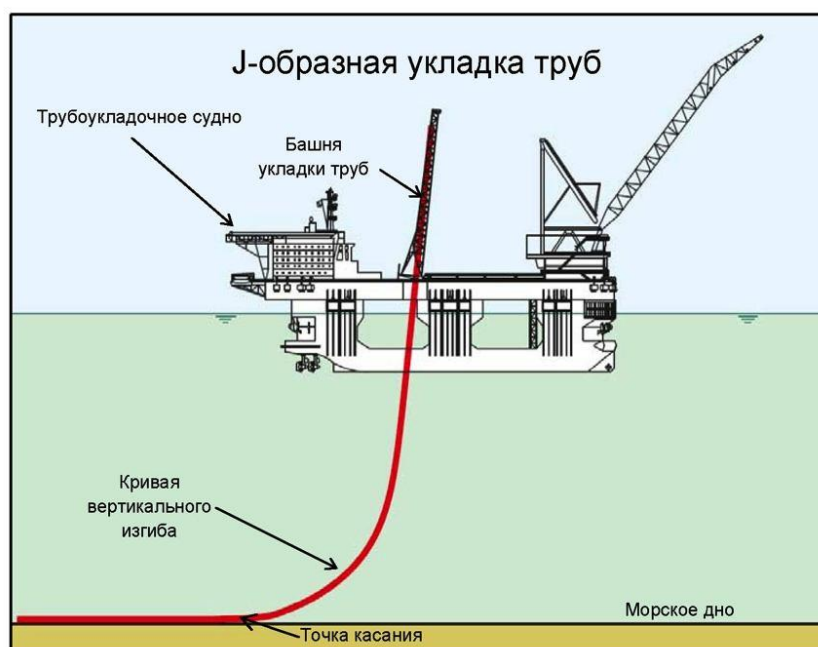


Рисунок 3 – Укладка J-методом

Технология: Трубопровод сваривают из 4-х трубных плетей в вертикальном положении в монтажной башне или вышке, установленной на ТУС, и укладывают на дно с натяжением для контроля изгибных напряжений. Судно перемещается вперед, укладку продолжают, постоянно добавляя к трубопроводу новые плети. Установка плетей в вертикальное положение на монтажной вышке осуществляется с использованием поворотной рамп.

Поэтапная технология укладки трубопровода J-методом выглядит следующим образом: [11]

*Первый этап.*

Плеть с разделанными кромками загружают со стеллажа на поворотную рампу с помощью двух палубных кранов. Плети фиксируют на поворотной рампе посредством набора роликов, после чего поднимают до тех пор, пока угол их наклона не сравняется с углом, под которым удерживается на стингере уже готовый трубопровод, спускающийся с кормы и удерживаемый удерживаемый устройствами.

*Второй этап.*

Плеть центрируют с помощью внутреннего центровочного инструмента, подвешенного в верхней части поворотной рампы.

*Третий этап.*

Сварка стыка закончена. Выполнен неразрушающий контроль. Начинается перемещение судна в новое положение, и стык опускается до уровня поста нанесения покрытия.

*Четвертый этап.*

На стык наносится покрытие. Начинается перемещение судна в новое положение, и трубопровод сходит через корму в море до тех пор, пока его свободный конец не подойдет к сварочному посту. Опускается поворотная рампа, и повторяется первый этап.

Данный способ укладки имеет меньшую производительность, чем S-метод, так как обычно используется один пост для сварки. Хотя J-метод имеет достаточно большое преимущество по сравнению с S-методом: требуется значительно меньше натяжение при укладке трубопровода большого диаметра.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 22   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

Однако, ТУС должен иметь специальную башню, в которой расположены натяжители, сварочный комплекс, установки для проведения неразрушающего контроля и изоляции стыков, увеличивая при этом габариты данного судна. [3]. Сравнивая два метода, с применением J-метода строительство производится намного медленнее, чем S –методом, но наличие крупной башни способно увеличить производительность за счет обработки секций из 2-х или даже 4-х труб.



Рисунок 4 - Трубоукладочное судно J-типа [12]

С уменьшением глубины моря угол наклона верхнего конца трубопровода относительно горизонтали уменьшается, поскольку угол наклона ramпы ограничен минимальным значением, то применение J-метода ограничено минимальной глубиной моря.

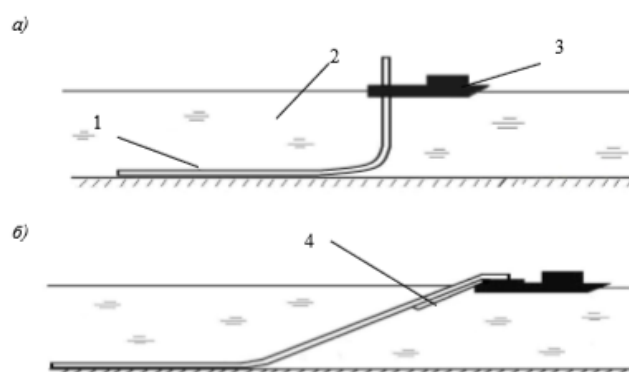


Рисунок 5 – Сравнение J- и S-технологий соответственно. 1- трубопровод, 2- водоем, 3 – баржа, 4 - стингер

|                    |      |          |         |      |      |
|--------------------|------|----------|---------|------|------|
| Литературный обзор |      |          |         |      | Лист |
|                    |      |          |         |      | 23   |
| Изм.               | Лист | № докум. | Подпись | Дата |      |

Достоинства: [11]

1. Глубина моря
2. Отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода
3. Меньшая чувствительность к погодным условиям
4. Большая рабочая глубина;
5. Для позиционных ТУС требуется меньше усилие
6. Чувствительность трубы значительно ниже к воздействию волн;
7. Меньшее число пролетов на дне и меньшая длина пролетов, благодаря меньшим остаточным растягивающим напряжениям;
8. Дает возможность укладывать трубопровод по сложной трассе, для того, чтобы обойти препятствие или для выполнения требований, связанных с эксплуатационной системой;
9. Использование многотрубных плетей, изготовленных на суше, обеспечивает прекрасный контроль качества, так как большая часть кольцевых швов выполняется на берегу в контролируемых условиях окружающей среды.

Недостатки: [11]

1. Невысокая производительность
2. Небольшой диаметр трубы
3. Ограниченное количество судов, работающих по J-методу

### 1.1.3. Укладка трубопровода барабанным методом

Альтернативной сварке трубопровода на ТУС – барабанный метод. Строительство проходит следующим образом: трубопровод наматывается на большой барабан, который находится на ТУСе, в тот момент, когда ТУС находится у причала или же намотка трубопровода на барабан производится на суше, далее происходит разматывание на месте укладки. При этом барабан на судне может размещаться не только горизонтально, но и вертикально.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 24   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



Горизонтальные барабаны позволяют прокладывать трубы S-образной конфигурации, вертикальные по большей части для J-образной укладки, реже для S. [10]

Укладка с барабана позволяет опускать трубопровод в воду под углом, близким к прямому, что позволяет обходиться без стингеров. [11]

При прокладке нефтепровода сматыванием его с барабана судно оборудовано барабаном, на который наматывается изготовленный на берегу стальной гибкий нефтепровод. В настоящее время «барабанный» метод укладки трубопроводов широко используется при монтаже трубопроводов из эластичных материалов. Известно, что трубопроводы, сооружённые из эластичных (гибких) труб, проще, дешевле, надёжнее стальных трубопроводов. Обычно гибкие трубопроводы используются в промысловых трубопроводных системах, поскольку по ним транспортируются коррозионно-агрессивная пластовая продукция. [11]

Барабанный метод значительно уменьшает трудозатраты, что допускает большую часть сварочных работ, рентген, нанесение антикоррозионного покрытия и испытания воспроизводить на суше, где количество затрат, в свою очередь, на производство в общей совокупности ниже, чем затраты на подобную работу в море.

Длина трубы, на которую можно намотать на барабан, зависит от ее диаметра. Некоторые трубоукладчики оснащены кранами, которые позволяют перемещать загруженные барабаны с барж снабжения на укладчик и возвращать пустые, если же нет крана, то трубоукладчику приходится возвращаться на берег для замены барабана, что занимает много времени. [10]

Барабанная технология предоставляет безопасность и стабильность при сопоставлении с другими технологиями строительства, ускоряя тем самым, строительство в несколько раз (примерно до 10 раз), где очень даже важно, когда дается малый промежуток времени, доступных для строительства (к

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 25   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

примеру, погода). Данный метод, кроме того, доступен для трубопровода, который имеет диаметр до 450 мм [32].



Рисунок 6 – Трубоукладчик барабанным методом [12]

Основными недостатками метода являются:

- ✓ Применение только на малых диаметрах;
- ✓ Достаточно большие затраты временного интервала для намотки и доставки к месту строительства нового барабана;
- ✓ Необходимость создания места, где производится сварка и намотка трубопровода вблизи строящегося объекта;
- ✓ Значительные пластические знакопеременные (при наматывании и разматывании) деформации и связанное с этим изменение свойств материала трубы (эффект Баушингера);
- ✓ Невозможность использования труб с бетонным покрытием.

#### 1.1.4. Укладка трубопровода буксировкой плетей

Методы буксировки плетей:

- Поверхностная буксировка;
- На одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря;
- Донная;
- Вдоль дна.

Один существенный плюс данных видов: сваривание в длинные плети происходит на суше, а не на море.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 26   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

Перед тем, как укладывать трубопровод с применением буксирных судов по СП «Морские трубопроводы» необходимо сделать следующие расчеты:

- Тяговые усилия при выводе плети трубопровода с берега на море;
- Буксировочного сопротивления при транспортировке плетей;
- Напряженно-деформированного состояния трубопровода при укладке;
- Напряжения в трубопроводе при аварийном спуске на дно во время шторма и его подъема.

При укладке трубопровода с применением буксирных судов работы следует выполнять в следующей последовательности по СП «Морские трубопроводы» [8]:

- на береговой строительной-монтажной площадке монтируются отдельные плети трубопровода расчетной длины;
- плети оснащаются понтонами и поочередно выводятся на плаву в море;
- помощью буксирных судов плети транспортируются по створу подводного перехода;
- плети соединяются между собой в нитку и погружаются на дно моря путем отстропки понтонов или заполнения внутренней полости трубопровода водой

*Поверхностная буксировка.* К трубопроводу прикрепляют модули плавучести, чтобы удерживать его на поверхности воды. Так как трубопровод имеет большую длину, для его транспортировки на точку необходимо два буксира. По прибытию модули плавучести осторожно отсоединяют или заполняют водой, чтобы трубопровод опустился на дно моря. [10]

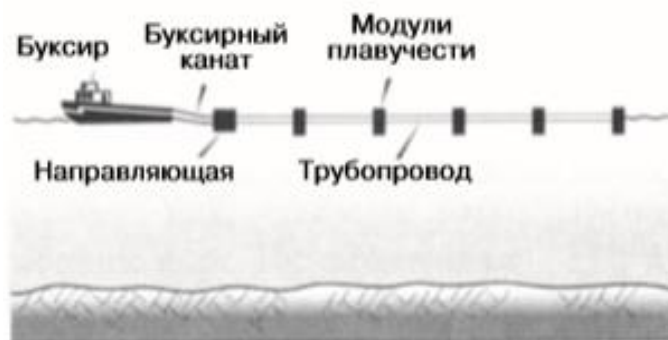


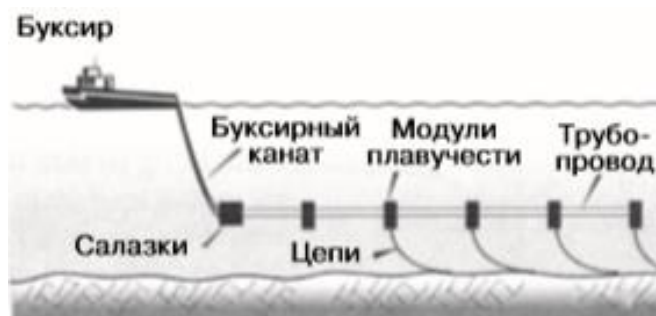
Рисунок 7 – Укладка трубопровода поверхностной буксировкой

*На одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря.* При данной буксировке требуется меньше модулей плавучести. И глубина погружения, и форма трубопровода регулируется скоростью движения буксира. Когда буксир прекращает движение, трубопровод опускается на дно сам по себе. [10]



Рисунок 8 – Укладка буксировкой на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря

*Вдоль дна.* Помимо модулей плавучести используют утяжеляющие элементы веса в виде цепей, которые заставляют трубопровод опуститься почти до дна. Когда цепи касаются дна, их вес уменьшается, и уже модули плавучести поддерживают трубу на заданном расстоянии от дна. Опять же по прибытии на точку модули удаляют, а трубопровод опускается на дно. [10]



## Рисунок 9 – Метод протаскивания (буксировки) трубопровода по морскому дну

*Донная.* В этом случае трубопровод опускают вниз (или специально затапливают), после чего его волоком продвигают по морскому дну. Такая технология преимущественно используется при мягкой и ровной поверхности дна и только на мелководье. [10]



Рисунок 10 – Наддонное протаскивание трубопровода

В случае строительства трубопроводов плюсом данных методов - это то, что трубопровод сваривают на суше, т.е. берегу, с использованием наземных методов. Целесообразность строительства таким способом становится очевидной при строительстве участков малой протяженности.

При строительных работах трубопровода перпендикулярно береговой линии требуется свободный участок, который располагается перпендикулярно берегу, достаточно длинный для того, чтобы разместить максимально длинную сваренную секцию трубопровода. На этом участке собираются роликовые направляющие или рельсовая система, с помощью которых трубопровод опускают напрямую в воду.

Предварительно сваренная и прошедшая испытания секция размещается на данных направляющих. Трос буксирующего судна присоединяется к концу секции и секция тянется в воду. В течение данного процесса используется специальная обратная лебедка, требуемая для контрол

ирования натяжения трубопровода и позволяющая затянут трубопровод обратно на берег при возникновении внештатной ситуации.

Во время работы протаскивания происходит строгое контролирование радиуса изгиба трубопровода по всей его длине.

При глубоководной буксировки в трубопровод чаще всего под давлением закачивают азот, который в свою очередь компенсирует внешнее давление для того, чтобы предупредить смятия сечения трубы. Данным способом могут быть достигнуты глубины до 1 км [4].

## **1.2. Конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием**

Одно из важных условий надежной работы трубопроводных систем – стабильность и устойчивость в положении на проектных отметках подземного трубопровода.

Опыт сооружения трубопроводов показывает, что магистральные трубопроводы на балластируемых участках значительной протяжённости находятся выше проектных отметок и часто оголяются или всплывают со сбросом утяжелителей. По сведениям ВНИИСТа, одна из основных причин – отрицательное влияние продольных и поперечных перемещений трубопроводов на работу утяжелителей трубопровода [5].

При обследовании трасс выяснялось, что в первую очередь начинают всплывать балластируемые участки на углах поворота оси трубопровода.

Всплытие трубопровода может привести к повреждению изоляционного покрытия трубопровода, также утяжелители способны навредить изоляционное покрытие в местах их крепления [11]. В настоящее время требования таковы, что балластируемый трубопровод должен перемещаться вместе с утяжелителями без взаимных смещений, при этом не должно наносить вред изоляционному покрытию. Данные задачи должны решать

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 30   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

какие использовать трубы с бетонным покрытием в полиэтиленовой или металлополимерно оболочке.

Типовая обетонированная труба (см.рисунок 11) состоит из коаксиально расположенных стальной трубы с защитными антикоррозионным покрытием и металлополимерной оболочки, пространство между которыми заполнено армированным бетоном. Концы трубы длиной, обычно 35-45 см остаются необетонированными с целью последующего выполнения монтажной сварки.

Балластировку (бетон + полиэтиленовая оболочка) стоит рассматривать и как массивное дополнительное защитное покрытие, которое значительно увеличивает безопасность морских подводных трубопроводов. При поперечных подвижках трубопровода новый вид балластного покрытия должен иметь богатый запас прочности конструкции и обтекаемую гладкую поверхность (за счёт полиэтиленовой оболочки), перемещаться практически без изменения своего пространственного положения относительно трубы, который способен сохранить балластирующую способность и препятствуя всплытию трубопровода [5].

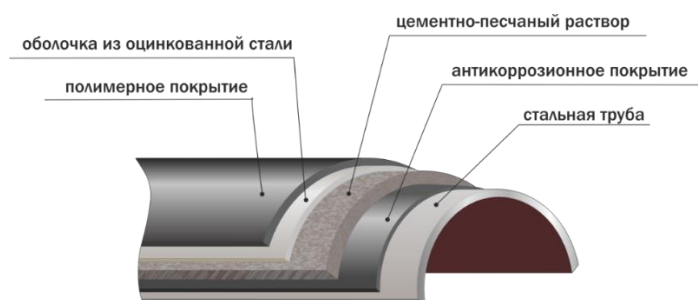


Рисунок 11 – Элементы обетонированной трубы [13]

Процесс обетонирования труб показан на рисунке 12 ниже:

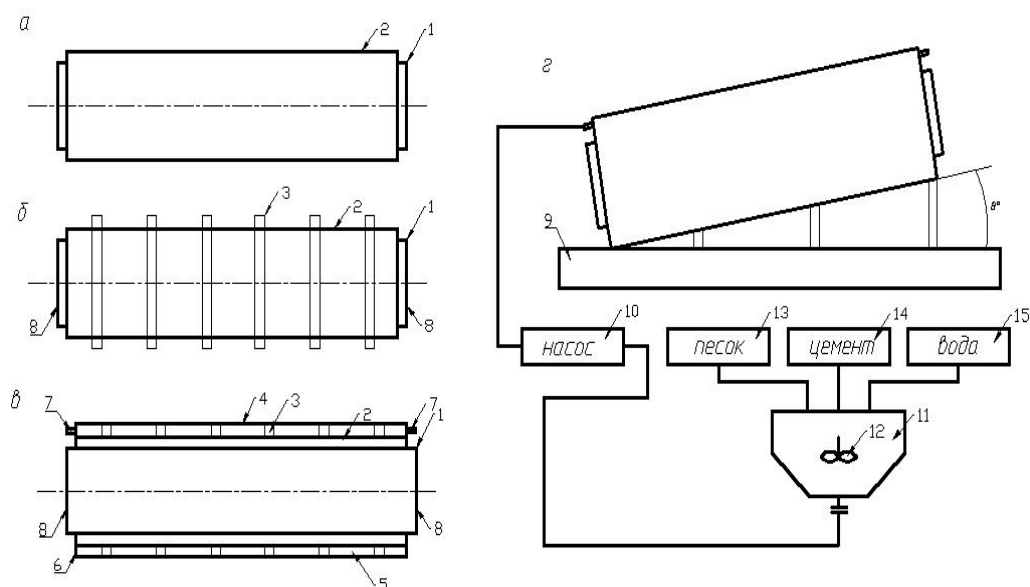


Рисунок 12 – Схема нанесения балластного покрытия на трубу по технологии ОАО МТЗК [12]

а – теплоизолированная труба; б – установка центрирующих колец; в – установка опалубки и заглушек; г – заполнение опалубки бетонной смесью; 1– обрабатываемая труба; 2 – теплоизоляционное покрытие; 3 – опорные центрирующие кольца; 4 – жёсткая полиэтиленовая оболочка; 5 – кольцевой зазор; 6 – кольцеобразные заглушки; 7 – сквозное отверстие; 8 – монтажные концы трубы; 9 – стенд для заливки цементно-песчаного раствора; 10 – поршневой насос; 11 – смеситель; 12 – лопасти перемешивающего устройства; 13, 14, 15 – загрузочные контейнеры для песка, цемента и воды.



Рисунок 13 – Полимерная оболочка толщиной 8 мм [12]





а)



б)



в)

Рисунок 14 – Внешний вид трубной продукции, выпускаемой ОАО МТЗК  
[12]

а – труба с наружным трёхслойным полипропиленовым и балластным покрытиями; б – труба с наружным эпоксидным и балластным покрытиями; в – труба с наружным эпоксидным, тепловым полиуретановым и балластным покрытиями с установленной системой подогрева труб на основе СКИН-ЭФФЕКТа

Для того, чтобы снизить риск смятия труб в ходе укладки в некоторых местах устанавливаются предохранители от смятия (для укрепления труб). Предохранители от смятия припаиваются к трубопроводу в тех местах моря, где смятие трубопровода более вероятно - морское глубоководье. Любой риск может возникнуть в процессе установки. Предохранители от смятия (ПС) изготавливаются из той же легированной стали, что и газопроводные линии, и по длине будут равны секциям труб. Однако у этих труб будет большая толщина стенок, с обработанными более тонкими концами стенок для стыковки с трубой (рисунок 15).

Внутренние покрытия трубопровода, как правило, выполняются из материала на основе эпоксидных смол. Цель покрытия – снизить гидравлическое трение и повысить пропускную способность трубопровода.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 33   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

Для защиты трубопровода от коррозии зачастую наносят наружное покрытие. Антикоррозионным покрытием будет трёхслойный полипропилен по стандарту DNV-RP- F106 CDS № 3 [13].

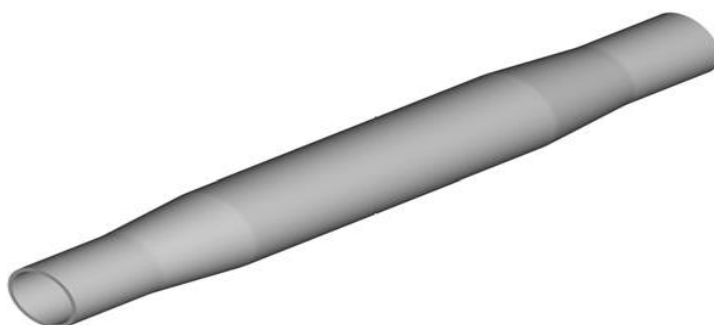


Рисунок 15 - Принцип предохранителя от смятия. Предохранитель от смятия имеет более толстые стены, чем смежная секция трубы [14]

Трёхслойное покрытие состоит из внутреннего покрытия из эпоксидного состава, адгезивного слоя в центре и верхнего слоя из полипропилена. Толщина первого эпоксидного слоя составляет от 50 до 100 мкм, толщина второго клеевого слоя варьируется от 50 до 400 мкм, а толщина третьего полипропиленового слоя доходит до 1,4-4,0 мм.

Участки газопровода, укладываемые на мелководье, проектируются со специальным бетонным покрытием, который утяжеляет, для стабильности на дне моря. На глубоководных участках газопровод не имеет такого утяжеляющего покрытия, поэтому его будут укладывать напрямую на дно только с антикоррозийным покрытием [14].

Трубы, компенсаторы и вертикальные колонны покрываются изнутри на заводах - изготовителях, а снаружи – в прибрежных цехах с последующей транспортировкой их на морскую стройплощадку для производства сварки в атмосферной камере. После сварки труб сварочные швы монтажных стыков проверяются при помощи неразрушающего контроля.



Рисунок 16 - Монтажный стык до покрытия. [15]

Перед тем, как осуществить процедуры укладки, стоит нанести покрытие на сваренные участки труб, для того, чтобы убрать пустоты, заполняя их, между бетонным покрытием на каждой стороне соединения и сберечь соединение от коррозии.

Система покрытия монтажных соединений включает в себя сокращающийся под действием температуры рукав, который сделан из полиэтилена высокой плотности. Сваренное соединение нагревают перед тем как применить рукава. Он отличается сшиваемостью, благодаря чему обеспечивается эластичность и возможность плотной пригонки вокруг секции трубы. Благодаря сшиваемости материал способен восстанавливаться до исходной длины в результате повторного нагревания и, таким образом, плотно прилегает к стыку, что исключает какие бы то ни было пустоты.

Рукав не особо плотный для заполнения пустоты бетоном в местах соединения, его закрывают листом углеродистой стали или полиэтиленовой формой. Лист углеродистой стали или полиэтиленовая форма лежит внахлест на бетонном покрытии и закрепляется полосками углеродистой стали (для стального листа) или сваренным полиэтиленом (для полиэтиленовой формы). Промежуток между рукавом и стальным листом заполняется двухкомпонентной полиуретановой пеной через отверстие, который делают на верхней части формы. Пена начинает подниматься и заполнять весь объем

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 35   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

стыка. Она может даже оказывать сопротивление удару рыболовного трала [14].

Катодная защита подводных участков трубопроводов будет на основе анодов браслетного типа из цинкового сплава. Длина анодов составит примерно 450 мм и они будут разнесены на расстояние в соответствии с заданием (в зависимости от толщины утяжеляющих покрытий, и проектных расчётов катодной защиты). На рисунке 17, расположенном ниже, представлен стандартный анод, который установлен трубопроводе «Южный поток». Характеристики браслетных анодов представлены в таблице 1.

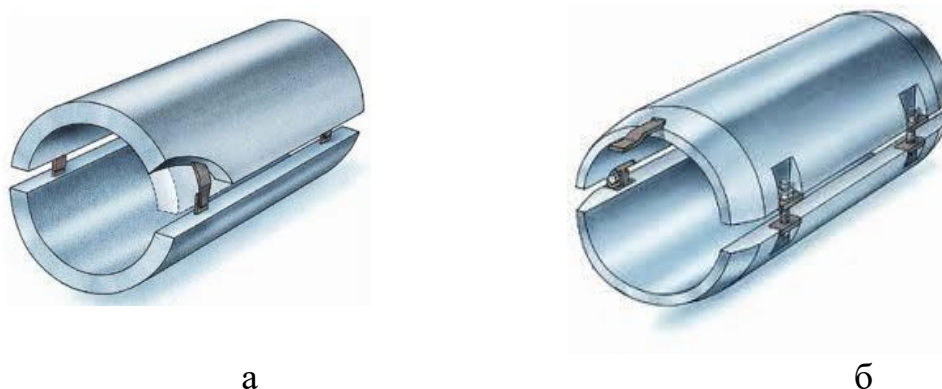


Рисунок 17 - Типовой пример цилиндрического браслетного анода (а) для S-образной укладки труб с обетонированием и конического анода (б) для J-образной укладки труб без обетонирования [13]

Размеры анода напрямую зависят от всевозможных параметров, а именно размеры труб, толщина бетонного утяжеляющего покрытия, расчетный срок службы трубопровода, тип покрытия, характеристики окружающей среды и материал анода.

Балластировка труб бетонным слоем способна решать следующие задачи:

- равномерное распределение по длине трубы нагрузку утяжеления вместо циклической при использовании различного типа навесных утяжелителей;

- задание необходимого заглубления балластной трубы с нулевой выталкивающей силой и отрицательной плавучестью;
- снижение толщины стенки трубы;
- достаточное повышение срока жизни и экологической безопасности газо- и нефтепроводов за счёт дополнительной защиты оболочкой и бетоном, который одновременно является балластом;
- в случае необходимости подогревать трубы;
- проведение баллаستировки фасонных частей трубопроводов (гнуемых отводов, переходов и так далее).

Таблица 1 - Проектные данные по аноду [13]

| Данные по аноду   | Ед. измер.       | Участки газопровода с УБП                       | Участки газопровода без УБП                        |
|---|------------------|---|--|
| Материал анода  | -                | Цинковый сплав                                  | Цинковый сплав                                     |
| Тип анода   | -                | Браслетный, с плоским концом, 2-мя полукольцами | Браслетный, с коническим концом, 2-мя полукольцами |
| Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C - 50°C                 | А·ч/кг           | 780   | н.д.   |
| Токоотдача анода в морской воде при температуре 30°C - 50°C, с заглублением | А·ч/кг           | н.д.  | 580  |
| Анодный потенциал в морской воде при температуре 30°C - 50°C                | мВ<br>Ag/AgCl/SW | -1030   | н.д.   |
| Анодный потенциал при температуре 30°C - 50°C, с заглублением               | мВ<br>Ag/AgCl/SW | н.д.  | -980   |
| Толщина   | мм               | 50  | 50   |
| Длина тела  | мм               | 450   | 450  |
| Общая длина   | мм               | 450   | 550  |

|                           |                   |       |       |
|---------------------------|-------------------|-------|-------|
| Внутренний радиус         | мм                | 416   | 416   |
| Наружный радиус           | мм                | 466   | 466   |
| Плотность                 | кг/м <sup>3</sup> | 6940  | 6940  |
| Чистая масса одного анода | кг                | 379,4 | 397,7 |
| Полная масса одного анода | кг                | 404,4 | 423,9 |

### 1.3. Методы производства строительных работ

Рассмотрим мероприятия, которые проводятся в процессе строительства морских трубопроводов.

Итак:

- ✓ Изыскания (для получения данных непосредственно о коридорах трубопровода);
- ✓ Работы по подготовке морского дна (для обеспечения наличия у трубопровода устойчивого фундамента на морском дне);
- ✓ Пересечение с действующими подводными кабельными линиями, в том числе подготовка перед прокладкой труб;
- ✓ Укладка морского трубопровода (см. главу 1.1.);
- ✓ Врезка (соединение) различных морских секций.

### 1.4. Маршрутные наблюдения, инженерные и строительные изыскания

В рамках каждого проекта проводится множество исследовательских работ морского дна, которые так необходимы для получения знаний о состоянии дна, топографии, батиметрии и наличии на дне таких объектов, как остатки кораблекрушений, валуны, боеприпасы и т.п. Данные знания используется для того, чтобы спланировать маршрут подготовки рабочего проекта и выработки способов строительства.

Проведение наблюдений было сосредоточено на трех основных коридорах [14]:

1.Якорный коридор (+/- 1 км по обе стороны согласованного маршрута трубопровода). Задачи, которые решает якорный коридор:

- ✓ Определение потенциальных угроз для установки якорей и окружающей среды и обеспечить основу оценки рисков при установке якорей
- ✓ Выявление угроз: потенциальное присутствие боеприпасов, отходы жизнедеятельности человека, геологические особенности препятствия и существующую инфраструктуру
- ✓ Выявление и отображение областей и характеристик объектов культурного наследия, которые следует сохранить.

2. Коридор укладки (+/- 7.5 м по обе стороны согласованного маршрута трубопровода). Этот вид коридора определяется установочным допуском для обычной укладки труб, указанным в договоре с подрядчиком по монтажу.

3. Коридор безопасности (+/- 25 м по обе стороны согласованного маршрута трубопровода). Этот же коридор определяется воздействием подводных взрывов на трубопровод, например, боеприпасов на морском дне. Ширина коридора определялась путем технического анализа типов боеприпасов и расстояния, на котором взрыв может вызвать повреждение трубопровода.

### **1.5. Земляные работы перед укладкой морского участка**

До начала укладки трубопровода под водой, где чаще всего дно неровное, проводятся работы по корректировке свободных пролетов. Перечислим какие земляные работы проводятся:

1. срезка и выравнивание неровностей морского дна;
2. каменная отсыпка участков неровностей морского дна.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 39   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

Гидромониторное оборудование предназначено для работы по срезке и выравниваю морского дна; совершает локализованную корректировку пролетов на достаточно большой глубине. Плюсом можно назвать то, что данное оборудование поставляют на конкретное место проведения работ в обычных контейнерах, устанавливают на судах обеспечения, которые обладают небольшой площадью на палубе.

В качестве запасного варианта рассматривается использование грейфера, установленного на специальном судне обеспечения типа «Tertnes» (Van Oord). Последующий вывоз разработанного грунта осуществляется с помощью барж на специальную площадку дампинга.



Рисунок 18 - Подводный аппарат для размывки грунта T8000



Рисунок 19 - Судно обеспечения для срезки/выравнивания участков морского дна типа «Calamity Jane»

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 40   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



Для того, чтобы избавиться от тех пролетов, которые недопустимы при укладке трубопровода, применяют метод каменной наброски – подсыпка каменно-гравийного материала. Поэтому чтобы уменьшить длину свободного пролета, выполняют отсыпку дополнительного гравийного материала.

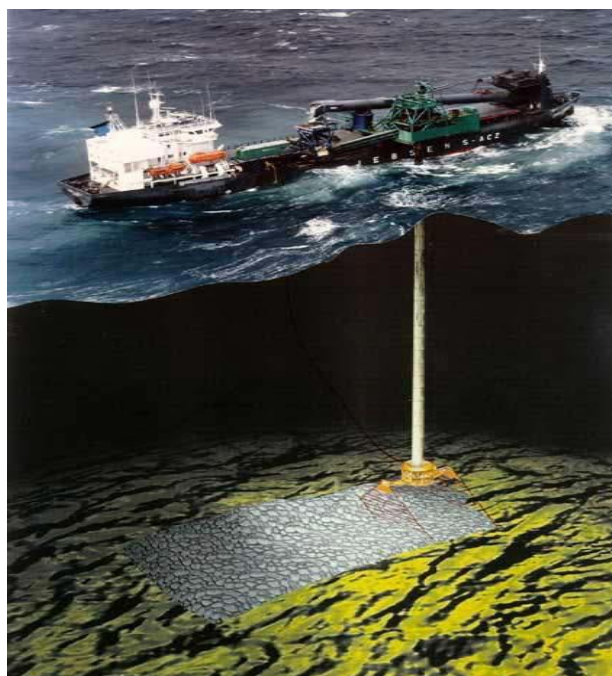


Рисунок 20 - Судно для каменной отсыпки с поддержкой ТПА



Рисунок 21 - Судно для каменной отсыпки типа «Tertnes» (Van Oord)

### 1.6. Земляные работы после укладки трубопровода

Итак, после того, как произвели укладку морского трубопровода,

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 41   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

необходимо произвести корректировку свободных пролетов. Земляные работы, которые необходимо сделать:

- заглубление трубопровода;
- заглубление трубопровода с дополнительной засыпкой;
- каменная подсыпка участков неровностей морского дна.

Система заглубления трубопровода типа «Beluga» (рисунок 22) от компании Saipem используется для защиты, стабилизации или корректировки безопорных пролетов. Данная система способна работать на глубине до 2250 м с мягкими и скалистыми грунтами. Оборудование представляет собой плавучий аппарат, который движется над трубой достаточно медленно, состоящий из двух режущих дисков и двух всасывающих насосов в задней части для вывода извлеченного грунта из траншеи.

Образуются свободные пролеты на участках неровного дна после прокладки трубопровода. Когда трубопровод начинает испытывать какие-либо недопустимые напряжения или вихревые вибрации, то, в таком случае, необходимы работы по корректировке свободных пролетов, для чего проектом предусматривают создание опор из гравийно-каменного материала расчетной крупности.

Метод каменной наброски необходим для того, чтобы ликвидировать недопустимые пролеты. Уменьшается длина свободного пролета за счет отсыпки дополнительных гравийных опор.

Для подсыпки свободных пролётов и засыпки участков газопровода используется специальное судно типа «Tertnes» (Van Oord) с гибкой сбросной трубой (рисунок 22).

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 42   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



Рисунок 22 - Судно с гибкой спускной трубой, распределяющей  
каменный материал вокруг трубопровода

Проблемы с устойчивостью геотехнического характера имеют место быть в областях с покатым дном или с мягкой глиной с низкой допустимой нагрузкой. В этих зонах проводятся дополнительные работы по каменной наброске для противодействия засыпке вокруг необходимых берм (рисунок 23)

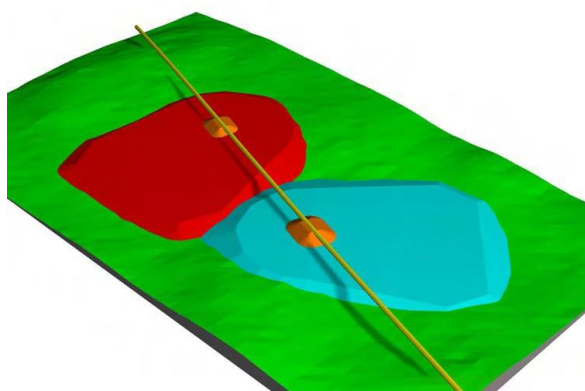
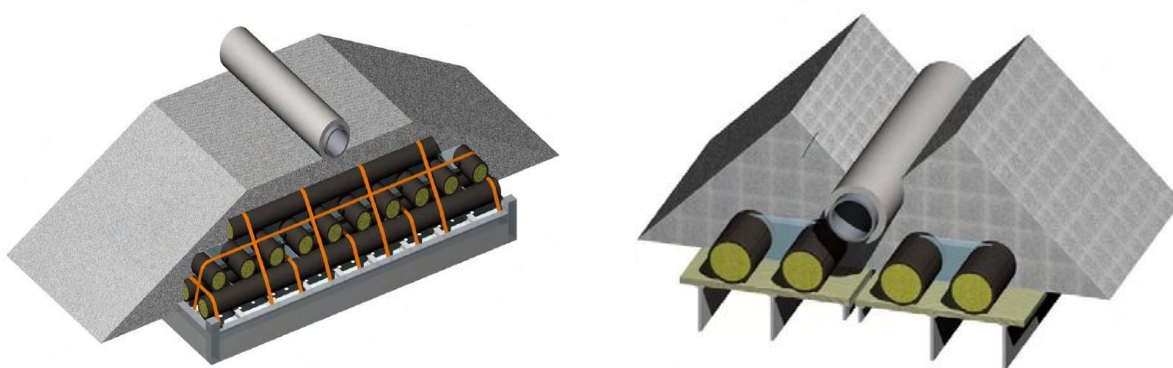


Рисунок 23 - Противозаполнитель (показан красным и синим) для  
обеспечения дополнительной устойчивости под каменными бермами  
(показаны оранжевым) [14]

Способы сооружения вспомогательных объектов:

- Твердые опорные башмаки
- Трубы из полиэтилена высокой плотности
- Пенные  
кирпичи
- Стальные рамы на опорных  
башмаках

Легкие, твердые опорные башмаки, покрытые гравием, используют в частности для поддержки труб на мелководье. На рисунке 1.25 можно посмотреть два решения. Берма, которая расположена слева, устанавливается перед прокладкой трубы. В верхней части жесткого опорного настила закрепляются трубы из легкого полиэтилена высокой прочности, наполненные пеной. Эта структура сверху покрыта слоем гравия, на который укладывают трубопровод. Берма, расположенная справа на рисунке 24, также, как и берма слева, наполняется пеной полиэтиленовые трубы, расположенные поверх твердого опорного башмака и покрытые слоем гравия. Гравийная защита вокруг трубы устанавливается после укладки трубопровода.



Рисунке 24 - Опорные конструкции перед укладкой труб (слева) и после укладки труб (справа), построенные из жестких опорных настилов, с наполненными пеной трубами из легкого полиэтилена высокой прочности и гравия

Также может быть построена легкая конструкция из наполненных пеной труб из легкого полиэтилена или с использованием кирпичей из пеноматериала. Данная конструкция используется, если необходима поддержка более высокого уровня.

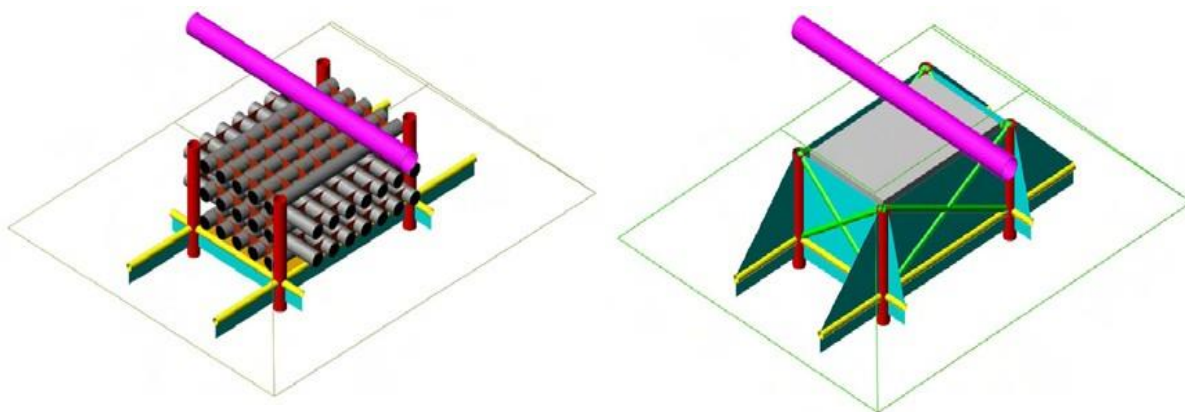


Рисунок 25 - Опорные конструкции, сооруженные из труб из легкого полиэтилена высокой прочности (слева) и из кирпичей из пеноматериала (справа)

На рисунке 26 (слева), основная часть опорной конструкции покрывается слоем гравия. Но и может состоять опорная конструкция из стальной рамы на опорном башмаке (рисунок 26 справа), что заметно облегчит сооружение.

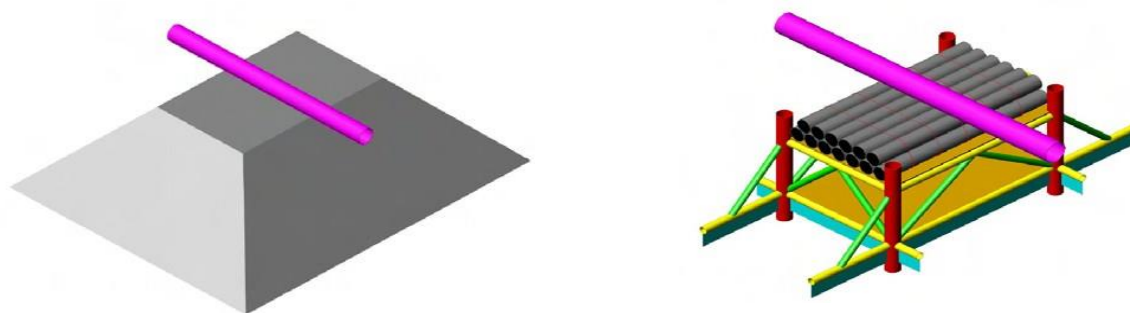


Рисунок 26 - Покрытая гравием опорная конструкция (слева) и опорная конструкция, сооруженная из жесткого опорного настила стальной конструкции в качестве базы, имеющая сверху трубы из легкого полиэтилена высокой прочности (справа)

## 1.7. Врезка трубопроводных секций

Врезки можно разделить на две группы:

- Надводная
- Подводная

Гипербарическая врезка – соединение в глубоководных местах, произведенная под водой. Два места соединений соответствуют изменению давления в газо-нефте-трубопроводе. На этапе строительства прибрежные соединения производят над водой.

В местах врезки секции трубопровода всегда происходит укладка внахлест, затем обрезание и выравнивание для сварки в атмосферной камере. Прежде чем укладочное судно закончит заниматься укладкой секции трубопровода на дно, на конец трубы приваривается головка для укладки, для того, чтобы обеспечить сухой, некоррозионной среды в трубопроводе. Головку отрезают во время врезки для обеспечения последующей сварки в атмосферной камере.

Подводную врезку выполняют гипербарической сваркой в процессе пуско-наладочных работ и производят после заполнения и гидравлического испытания участков трубопровода.

Подводные врезки называют «золотыми швами» - швы, не требующие тестирования давлением системы. Но данные швы проходят проверку посредством применения дополнительных DNV (Det Norske Veritas).

Ниже находятся рисунки (26-28) с примером стандартной конфигурацией укладки секций трубопровода с головками для укладки до врезки:

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 46   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



Рисунок 27 – Секции до врезки

Врезка под давлением приведет к линейной конфигурации в результате минимального подъема во время соединения:



Рисунок 28 – Линейная конфигурация секции во время врезки

Надводная врезка приведет к изогнутой конфигурации в результате подъема во время врезки:

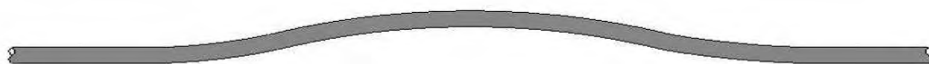


Рисунок 29 – Изогнутая конфигурация секции во время врезки

Врезку под давлением осуществляют в тех местах, где происходят скачкообразные изменения расчетного давления и толщины стен. Подводные соединения осуществляют в атмосферной камере; точнее сказать, посредством сварки, которая производится под водой в сухой среде, подводной сварочной камеры, охватывая часть газо-нефте-провода с разных свариваемых сторон.

В самом начале трубопроводные линии разрезаются, далее собираются под сварку. Подводную камеру устанавливают поверх места для сварки, накрывая концы секции трубы. Из подводной камеры откачивают воду, после этого водолазы/сварщики начинают выполнять сварку.



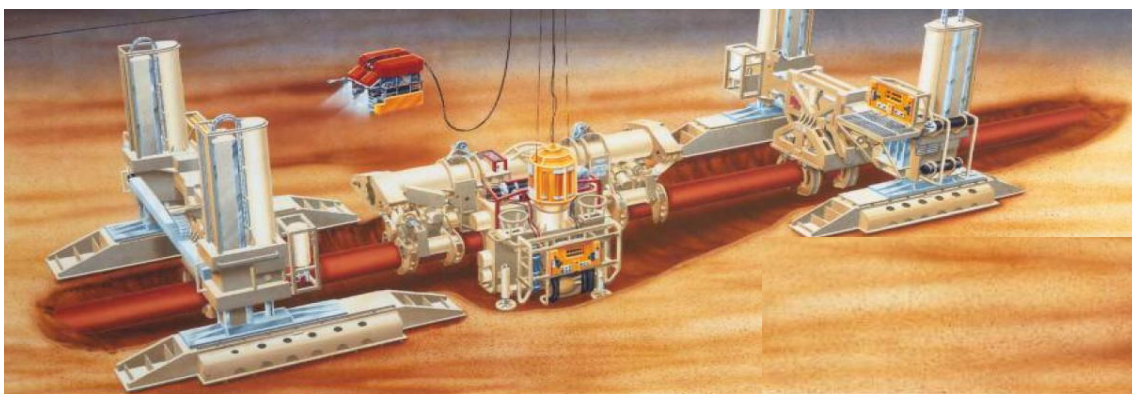


Рисунок 30 - Образец подводной сварочной камеры

Далее после окончания работ по свариванию труб вместе, проводятся неразрушающие испытания сварных швов на стыках. В тех местах, где проводилась сварка в атмосферной камере, покрытие не наносится, так как проектная антикоррозийная защита принято считать достаточно устойчивой на данном участке газо-нефте-провода.

При надводной врезке две секции трубопровода будут проложены с противоположных сторон. Концы двух секций трубопроводов будут положены на дно рядом друг с другом и подняты из воды вдоль борта укладывающего судна, как показано на рисунке 30. Две головки для укладки впоследствии срезаются, и два открытых конца выравниваются и свариваются вместе.





Рисунок 31 - Концы секций трубопровода вдоль баржи перед осуществлением надводной сварки

Когда сварка стыков и последующее неразрушающее тестирование и покрытие стыков завершается, то нитка трубопровода опускается по горизонтальной кривой, следующей вертикальному контуру линий во время подъема, как показано на рисунке 31.

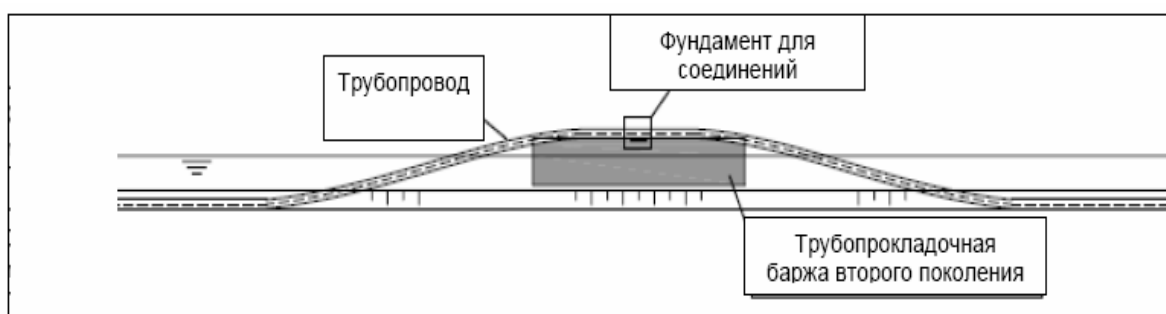


Рисунок 32 - Схема надводного соединения

### 1.8. Испытания и подготовка к эксплуатации

Работы по очистке полости и испытанию трубопровода проводятся для всех ниток на участке длиной 4,3 км, включающем участки берегового

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 49   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

примыкания и микротоннелирования.

Испытательный участок газопровода на начинается от стационарной камеры запуска ДОУ и заканчивается временной камерой приема ДОУ на морском участке на глубине 30 м.

На испытываемом участке длиной 4,3 км проводятся следующие виды работ:

- Промывка, калибровка и очистка внутренней полости морского трубопровода для удаления механических примесей;
- Заполнение морского трубопровода водой (заполнение производится в процессе промывки и калибровки);
- Проведение гидроиспытаний ( $R_{исп}=1,1P_p$ );
- Сброс давления;
- Удаление воды из полости трубы и промывка от соли;
- Осушка с целью удаления остаточной воды.

Для заполнения и гидроиспытаний трубопровода используется морская вода. Забор воды предусматривается осуществлять в месте выхода микротоннеля (изобата 30 м), с глубины 2 м от поверхности воды. После завершения испытаний вода сбрасывается в том же месте. Забор и выпуск воды производят с помощью плавучей насосной станции или землесосного снаряда. Водозаборные сооружения оснащены рыбозащитными устройствами в соответствии со СНиП 2.06.07-87. Типовое насосное оборудование представлено на рисунке 32.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 50   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



Рисунок 33 - Насосное оборудование и защитные устройства для забора воды на гидроиспытания

В процессе вытеснения воды из трубопровода на российском берегу будут приниматься поршни-разделители. При приеме поршней вода перед каждым из них отводится в амбар-отстойник для предварительной проверки (и если необходимо для очистки). Общее количество промывочной воды, направляемой в очистительное сооружение после очистки четырёх ниток может достигать 800 м<sup>3</sup>.

Очистка и калибровка внутренней полости трубы осуществляется пропуском как минимум четырех очистных поршней с калибровочными дисками. Для подъема давления используется временная насосная станция, расположенная на судне. Вытеснение воды из газопровода производят с помощью сухого сжатого воздуха.

Перед удалением воды предусмотрен запуск нескольких очистных поршней для удаления осадка (карбоната кальция) на поверхности трубы. Скорость движения поршней составляет 0,5 – 1,0 м/с, чтобы поршни не были заблокированы и не пропустили воздух. Все поршни должны быть оснащены датчиками для определения местоположения поршней. Выпуск воды после гидроиспытаний будет осуществляться на специальное плавучее судно и

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 51   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

впоследствии, после анализа, условно-чистая вода сбрасывается в море.

### **1.9. Возникновения рисков и опасностей при строительстве морских трубопроводов**

Практика строительства морских трубопроводов показывает, то существуют как опасности, характерные только для определенных технологических процессов - потеря устойчивости, локальное и лавинное смятие в случае применения J-метода укладки и отсутствие указанные опасностей в случае S-метода укладки, так и опасности, возникающие вне зависимости от метода укладки трубопровода (природные опасности, удар тралами и другие).

Основными источниками опасностей являются природные факторы: тип донных отложений, сейсмическая активность района прокладки морских трубопроводов, ледовый режим в море, режим осадков, скорость течения, высота волн моря; фактор внешнего воздействия или третьей стороны: мореплавательная активность влияние траллов, якорей, возможность столкновения судоходных судов с ТУС; фактор технологического отказа оборудование; человеческий фактор как ошибки проектирования, строительства; а также объектами воздействия являются конструкция трубопроводов, параметры траншеи для укладки морских трубопроводов, используемая строительная техника и оборудование.

Стандартом DNV-RP-F116 предписана процедура идентификации типичных опасностей и повреждений (отказов), характерных для стадии строительства морских трубопроводов (таблица 1).

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 52   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

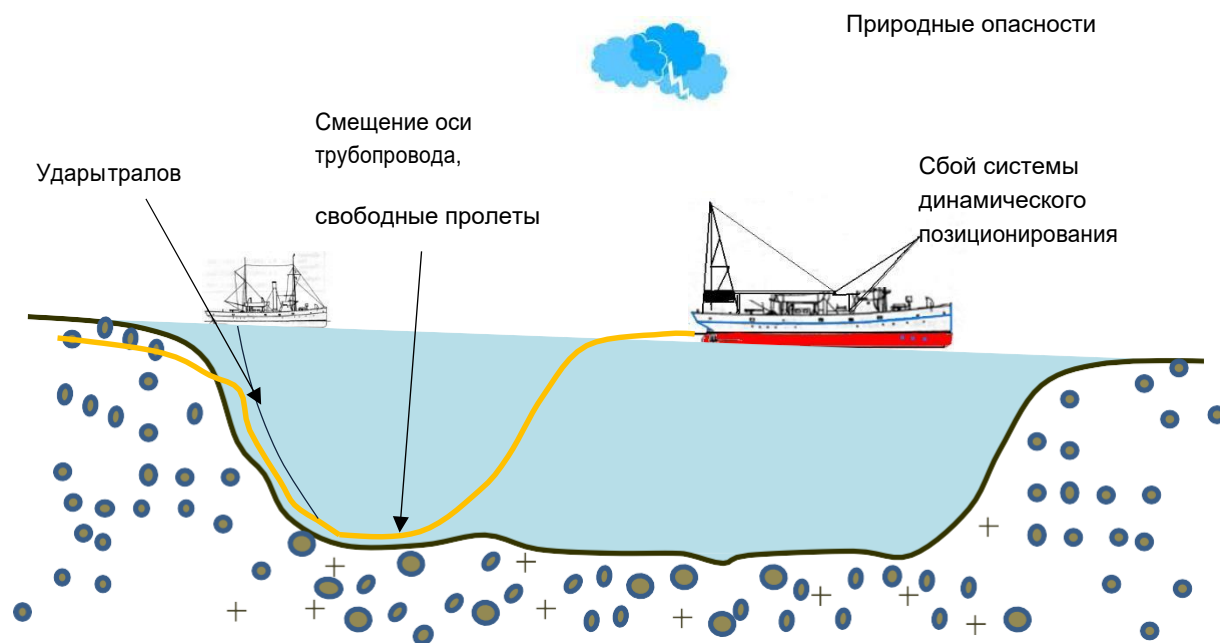


Рисунок 34 - Место возникновения и виды опасностей при укладке морских трубопроводов S-методом (пример) [32]

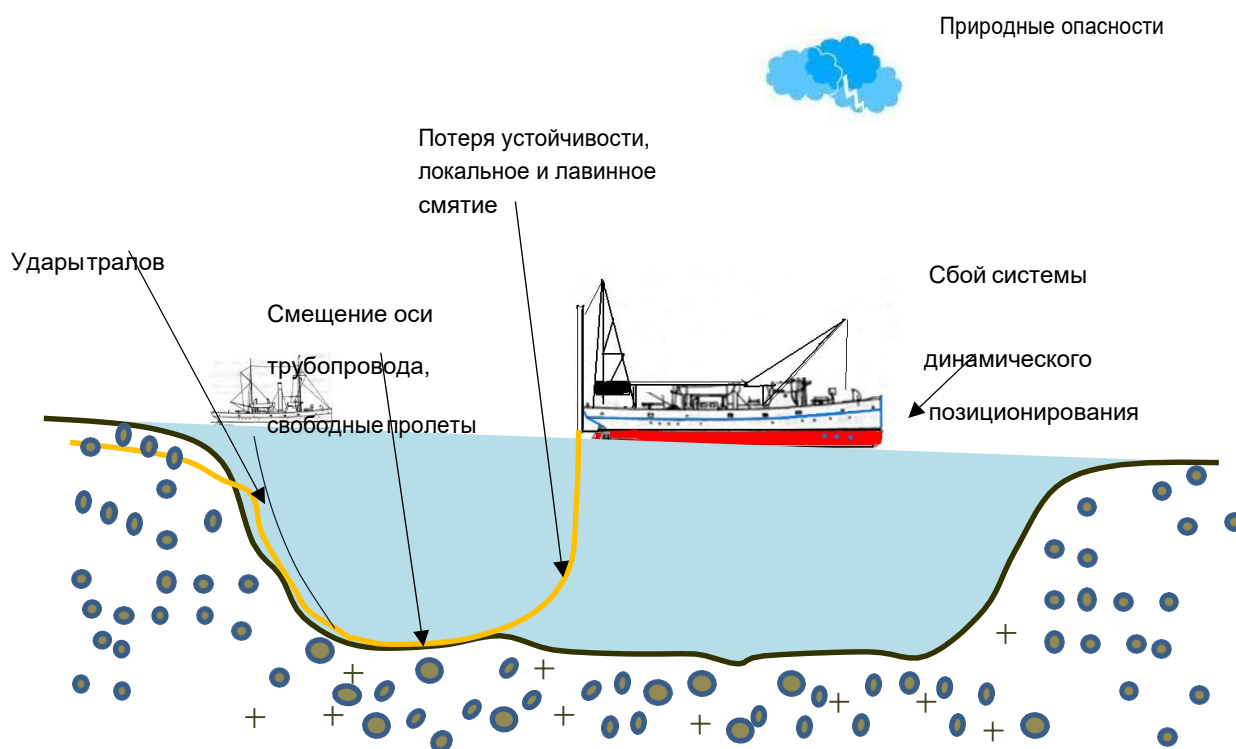


Рисунок 35 - Место возникновения и виды опасностей при укладке морских трубопроводов J-методом (пример) [32]

**Таблица 2 - Опасности и повреждения (отказы), характерные для стадии  
строительства морского трубопровод**

| <b>Группа опасности</b>                              | <b>Опасности</b>  | <b>Повреждения/отказ</b>   |
|--|---|--|
| Опасности при проектировании, производстве и монтаже | Ошибки проектирования<br>Ошибки/брак производства<br>Ошибки монтажа   | Потери металла<br>Вмятина Трещина<br>Свободный пролет<br>Оголение Смещение (сдвиг)<br>Повреждение покрытия<br>Повреждение анодной защиты<br>Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб |
| Опасности коррозии и эрозии                          | Внутренняя и внешняя коррозия<br>Эрозия   | Потеря металла<br>Трещина  |
| Опасности третьей стороны                            | Влияние тралов<br>Использование якорей<br>Столкновение судов<br>Терроризм<br>Движение (морские суда),<br>Другое механическое<br>Воздействие | Потери металла<br>Вмятина Трещина<br>Оголение<br>Повреждение покрытия<br>Повреждение анодной защиты<br>Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб                                      |
| Опасности при сооружении                             | Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб<br>Статистические перегрузка   | Трещина Свободные пролеты<br>Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб  |
|  | Усталость металла<br>Стабильность на дне  | Оголение<br>Смещение (сдвиг)   |
| Природные опасности                                  | Шторм Землетрясение<br>Солевые потоки<br>Перепады температур<br>Наводнение<br>Молнии  |  |
| Опасности при эксплуатации                           | Неправильные действия<br>Новые условия эксплуатации<br>Внутренняя система защиты  |  |

На основе подхода DNV-RP-F116 и анализа технологического процесса строительства морских трубопроводов были установлены технологические опасности при сооружении морских трубопроводов:

- конструктивные и технологические дефекты самой трубы, запорной и соединительной арматуры (низкого качества труб, применение некачественных материалов), дефекты изготовления труб и другого оборудования (низкое качество изготовления конструкций);
- механическое воздействие на трубу технологическим оборудованием, сетями, тросами судоходных гражданских судов;
- потеря устойчивости трубы при прокладке J-методом, сбой системы динамического позиционирования при укладке трубопровода J-методом;
- возникновение недопустимо высоких изгибных напряжений за счет наличия свободных пролетов;
- возрастание гидродинамических нагрузок;
- выполнением действий, мешающих функционированию системы (например, дноуглубительные работы);
- нарушение правил промышленной безопасности и правил пожарной безопасности на стадии строительства и эксплуатации при осмотре, обслуживании технологического оборудования;
- нарушение правил эксплуатации технических систем и объектов (нарушение технологического процесса, условий содержания), нарушение технологического режима производственных процессов на стадии строительства и эксплуатации, предусмотренного регламентом, несвоевременные профилактические осмотры и ремонты;
- отступление от проекта: замена одного материала другим, отсутствие авторского и технического надзора;
- монтаж конструкций: нарушение технологии сварки и некачественная сварка, неправильный выбор способа и порядка монтажа;
- внешнего воздействия со стороны рыболовных судов: столкновения

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 55   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

– судов,двигающихся вдоль фарватеров с трубоукладчиками, а также посадки на мель самих трубоукладчиков или вспомогательных судов, удар траловыми досками, зацепление траловыми досками;

– несвоевременность обеспечения производства необходимым оборудованием, материалами;

– некорректность решений проектной документации (проектные просчеты: ошибки в расчетах, чертежах: низкая точность расчета трубопровода на внутреннее давление, на чистое смятие от внешнего давления, толщины стенки, занижение расчетных нагрузок (внутреннее и внешнее давление, продольного усилия, изгиба); неполный учет исходных данных;

– конструктивные недоработки: отсутствие соответствующей технологии и неправильный выбор оборудования);

– сбой системы динамического позиционирования, сбой навигационной системы;

– поломка лебедки во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, обрыв трассы во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, поломка подъемного крана во время погрузки контейнера с борта грузового судна, поломка подвесного крюка и натяжных устройств, поломка монтажной вышки и иного используемого оборудования и техники.

Все выявленные опасности были классифицированы по объектам воздействия, по причинам возникновения опасностей и объединены в три группы:

- 1) опасности, связанные с конструкцией трубопровода,
- 2) опасности, связанные с техническим процессом строительства,
- 3) опасности, связанные с условиями строительства.

Первая группа опасностей с конструкцией трубопровода включает 4 подгруппы опасных ситуаций, связанные с конструктивными изменениями

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 56   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |



1.1. трубы, 1.2. покрытия, 1.3. анодов и 1.4. балласта. Вторая группа опасностей имеет три подгруппы опасных ситуаций, связанных со 2.1. сбоем в работе оборудования, с 2.2. нарушением технологии строительства, с 2.3. отказами/сбоями СМР. Каждому виду опасностей присвоен определенный тип обозначения для краткого написания, например опасность механического повреждения балластного покрытия обозначается как Х.2, нарушение геометрии трубы – Т.4. и т.д. Разработанная классификация технологических опасностей, связанных с условиями строительства, нарушением конструкции морских трубопроводов, нарушениями и сбоями технического процесса строительства морских трубопроводов, представлена на рисунке 35.

Данная классификация дает возможность применять ее для идентификации возможных технологических опасностей для любого проекта строительства морских трубопроводов и дальнейшего проведения качественной оценки рисков технологического характера на стадии строительства морских трубопроводов.

Для разработки эффективного плана по предупреждению возникновения технологических опасностей и принятия мер по их контролю необходима информация о месте их «зарождения» в технологическом процессе.

Исходя из причинно-следственных связей «источник опасности – опасность – тип повреждения», характерных для модели функционирования строительных потоков, были идентифицированы опасности по месту их возникновения в технологическом процессе строительства морских трубопроводов. Причинно-следственные связи были сведены в таблице 3.

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 57   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

Таблица 3 - Причинно-следственные связи технологических опасностей при  
сооружении морских трубопроводов

| Причины  | Опасности, опасные ситуации  | Повреждения/отказ  | Последствия   |
|--|--|--|---|
| <b>Ненадежная и неустойчивая работы техники</b>  |  |  |   |
| Кратковременная задержка при протаскивании трубопровода с берега в море  | Увеличение сил сцепления трубопровода с дном, увеличение натяжного напряжения                        |  |   |
| Наличие свободных пролетов   | Местный продольный изгиб и глобальный продольный изгиб.  | Смятие, лавинное смятие  | Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери. |
| Возрастание гидродинамических нагрузок   | Статистическая перегрузка  |  |   |
| Внешнего воздействия со стороны рыболовных судов: столкновения судов, движущихся вдоль фарватеров с трубоукладчиками, а также посадки на мель самих трубоукладчиков или вспомогательных судов, удар траловыми досками, зацепление траловыми досками. | Трещина, вмятина. Потери металла.<br>Сбой динамического позиционирования, сбой навигационной системы | Смещение (сдвиг) трубопровода                                  | Задержки в сроках строительства                             |
| Сбой динамического позиционирования при укладке трубопровода J-методом   | Смещение (сдвиг) оси укладываемого трубопровода  | Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери.    |   |
|  | Потеря стабильности/устойчивости и трубы при прокладке Jметодом,                                     |  |   |
| Поломка лебедки во время спуска или подъема плети трубопровода со дна, обрыв трассы во время спуска или подъема плети трубопровода со дна  | Обрыв плети трубопровода<br><br>Механическое повреждение трубопровода (вмятины, трещины)             | Замена уложенного участка с недопустимой величиной повреждений | Остановка строительства. Ремонтные работы. Денежные потери  |

|  |   |   |  |
|--|---|---|--|
| Поломка подъемного крана во время погрузки контейнера с борта грузового судна, поломка подвесного крюка и натяжных устройств | Падения контейнера на монтируемый трубопровод   |   |  |
| Риски проведения некачественного контроля  |   |   |  |
| Некачественный входной контроль  | Отступление от проекта: замена одного материала другим, отсутствие авторского и технического надзор                   | Отказ в нормальной работе морских трубопроводов |  |
| Низкий уровень операционного контроля (несоблюдения строительных решений, снижение качества строительства)                   | Нарушение технологии сварки и некачественная сварка, неправильный выбор способа и порядка монтажа                     | Отказ в нормальной работе морских трубопроводов |  |
| Некачественный приемочный контроль   | Нарушение правил безопасности и правил пожарной безопасности при осмотре, обслуживании технологического оборудования. | Отказ в нормальной работе морских трубопроводов |  |
| Внешние факторы до начала строительных работ, недостатки в технических и технологических решениях                            |   |   |  |
| Ошибки проектирования  | Скрытые риски, проявляющиеся в процессе строительства   |   |  |
| Ошибки/брак производства трубы.  | Конструктивные и технологические дефекты самой трубы, запорной и соединительной арматуры<br>Наличие вмятин, трещин    | Явных проявлений опасности риска отказа нет.    |  |

Анализируя причины возникновения опасностей, можно сделать несколько выводов в части места проявления опасностей в технологическом процессе сооружения морских трубопроводов.

1. Такие опасные ситуации, как повреждения покрытия трубопровода, анодов, балластных покрытия, возникают непосредственно при производстве технологических потоков, связанные с нанесением покрытия, анодной защиты и балластировке трубы, а также могут проявляться в процессе укладки

трубопровода в траншею.

2. Неблагоприятные ситуации, связанные с конструкцией трубы (ее смятие, нарушение геометрии и другие), потенциально могут возникать в процессе укладки трубопровода; потери металла трубы в процессе сварочных работ.

3. Сбой в работе оборудования, техники проявляется в технологическом потоке сооружения морских трубопроводов, где они применяются. Так, сбой системы динамического позиционирования характерен при укладке S- и J-методом, но не на участках пересечения береговой линии методом микротуннелирования.

4. Опасности типа нарушения технологии строительства могут проявляться во всех строительных потоках. Например, влияние недостаточного объема инженерных изысканий в большей степени сказывается при проведении работ по укладке плети в траншею и по дну моря.

5. Опасности, идентифицированные как отказы или сбои строительно-монтажных работ, характерны для большинства строительных потоков на всех участках укладки морских трубопроводов.

Полученные результаты представлены в виде схемы, на которой в левой части отражены технологические потоки модели сооружения морских трубопроводов основного периода выполнения работ по участкам строительства, в верхней правой части – идентифицированные нами технологические опасности, в центральной части схемы на пересечении горизонтальных линий, идущих от j-ого строительного потока, и вертикальных линий, построенных от i-ой опасности, изображены условным геометрическим знаком (круг/ квадрат) места возникновения или проявления опасной ситуации по всей протяженности трассы строительства морских трубопроводов.

На основе идентификации места возникновения опасной ситуации по протяженности трассы строительства морских трубопроводов для конкретных видов технологических опасностей и применительно к проектным способам

|      |      |          |         |      |                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------|------|
|      |      |          |         |      | Литературный обзор | Лист |
|      |      |          |         |      |                    | 60   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                    |      |

укладки морских трубопроводов построены варианты сценариев развития возможных чрезвычайных ситуаций.

|             |             |                 |                |             |                           |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Литературный обзор</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                           |             |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                           | 61          |

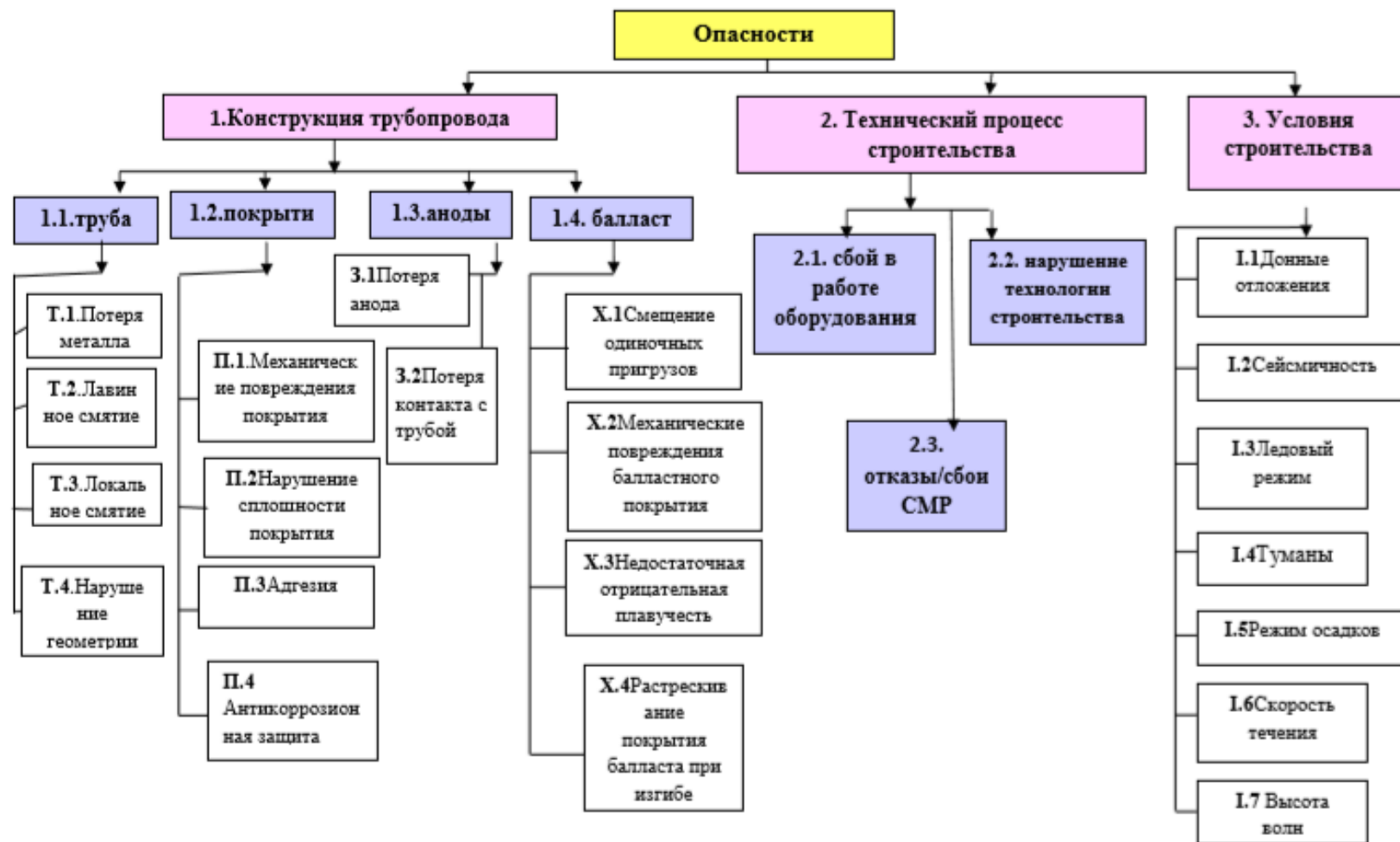
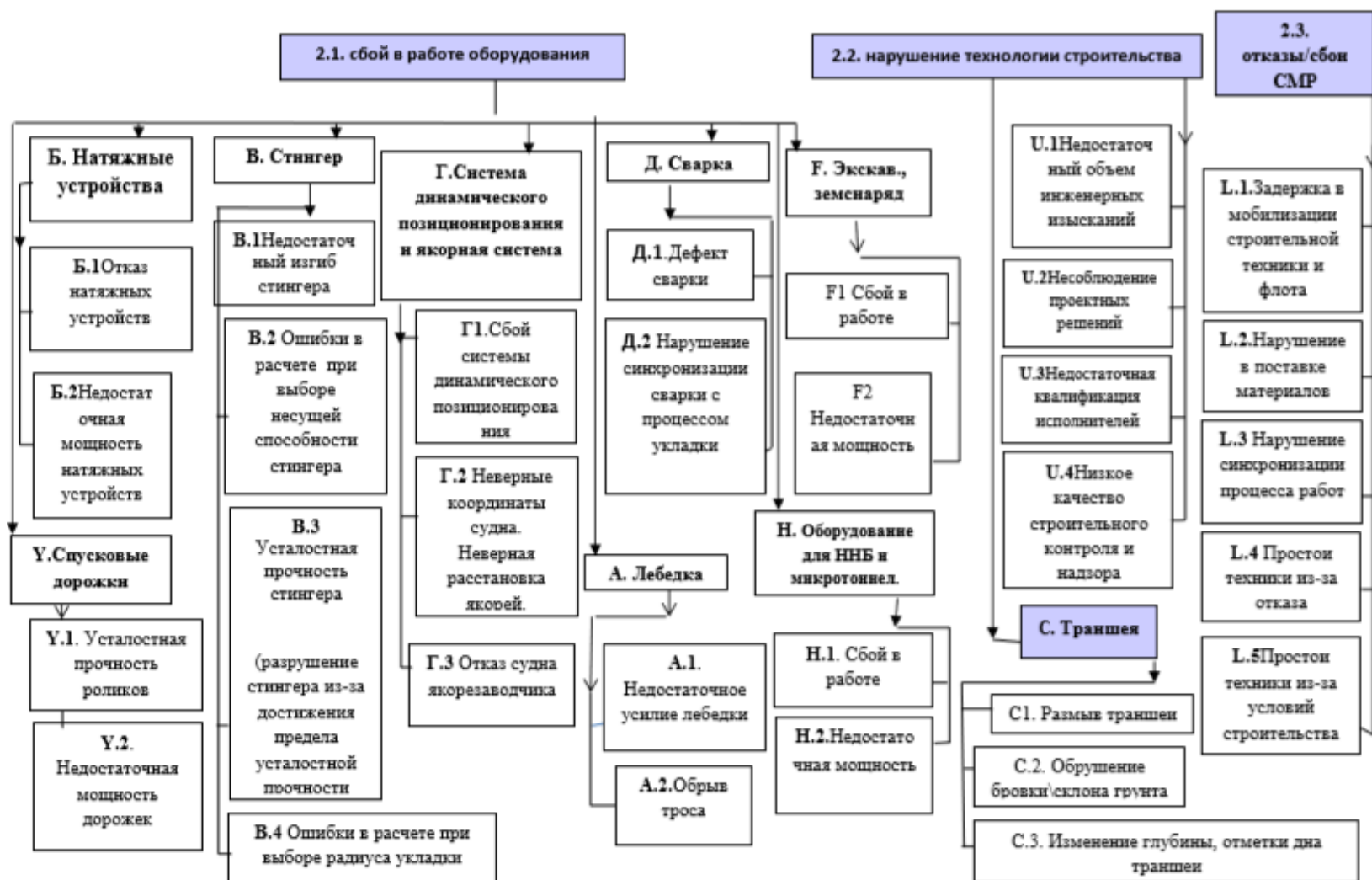


Рисунок 36 - Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов



Продолжение рисунка 37 - Классификация опасностей технологического риска при сооружении морских трубопроводов

### 1.10. «Турецкий поток»

На сегодняшний день из самых актуальных тем строительства морских трубопроводов – «Турецкий поток».

Газопровод пройдет по дну Черного моря, где максимальная глубина на данном маршруте составит 2200 м. Впервые в мире труба диаметром 810 мм проложена на такой глубине. Подводная же часть трубопровода будет составлять 910 км. [49]

Строительство морского трубопровода началось 7 мая 2017 года, занимается компания South Stream Transport B.V.



Рисунок 38 - Для строительства глубоководного морского участка газопровода «Турецкий поток» используется крупнейшее в мире строительное судно Pioneering Spirit [49]



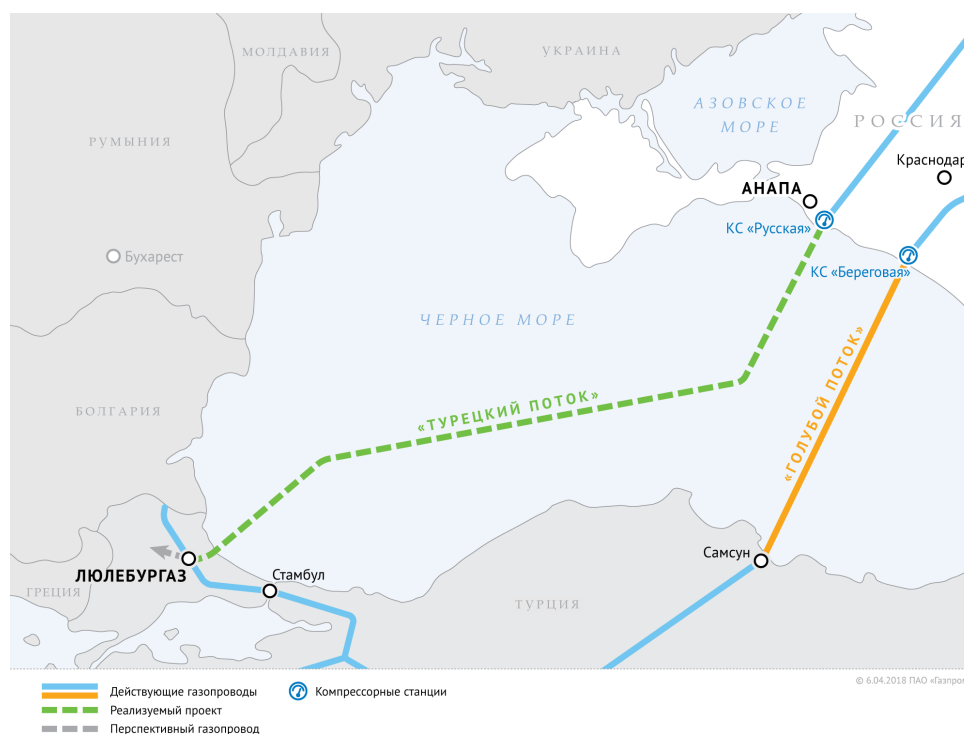


Рисунок 39 – Маршрут «Турецкий поток» [49]

Из рисунка 1.39 видно, что данная нитка газопровода пройдет от КС «Русская» г. Анапы до побережья Турции, где точкой сдачи для турецких потребителей г. Люлебургаз. Далее будет проложена сухопутная транзитная нитка от границы Турции с определенными странами, где протяженность турецкого сухопутного участка газопровода составит 180 км. [49]

Первая нитка газопровода предназначена для турецкого рынка, вторая – для стран Южной и Южно-Восточной Европы. Мощность первой и второй нитки составляет 15,75 млрд м<sup>3</sup> в год каждая.

Первая нитка закончила своё строительство 30 апреля 2018 года. В январе 2018 года «Газпром» получил разрешение на строительство второй нитки, обе нитки обещают запустить в эксплуатацию до конца 2019 года. В процессе строительства был установлен мировой рекорд скорости укладки морских газопроводов - 5,6 км в день. [49]

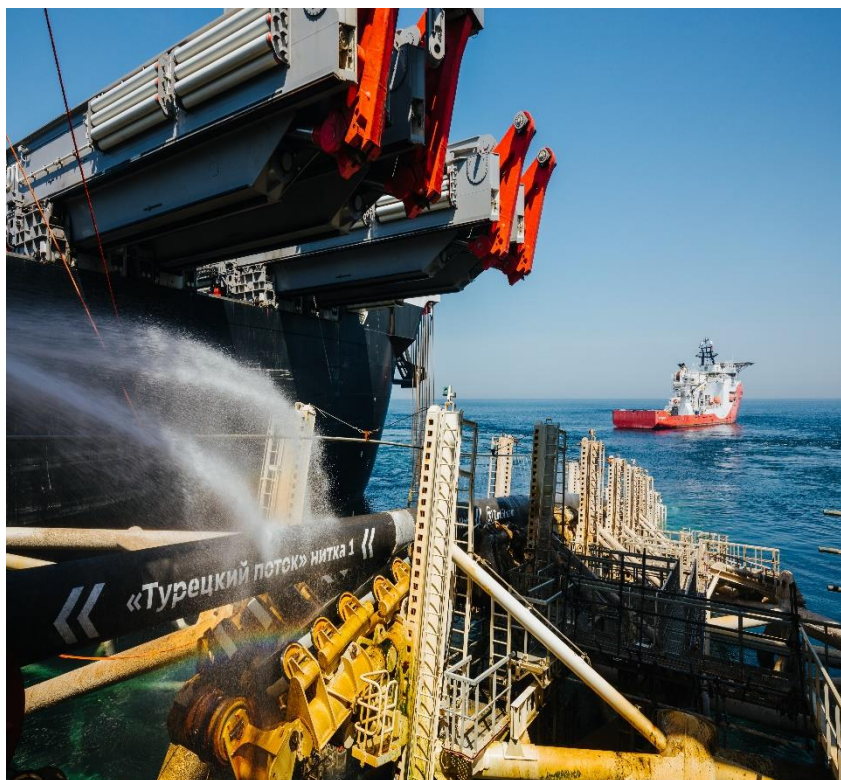


Рисунок 40 – Строительство первой нитки «Турецкого потока»

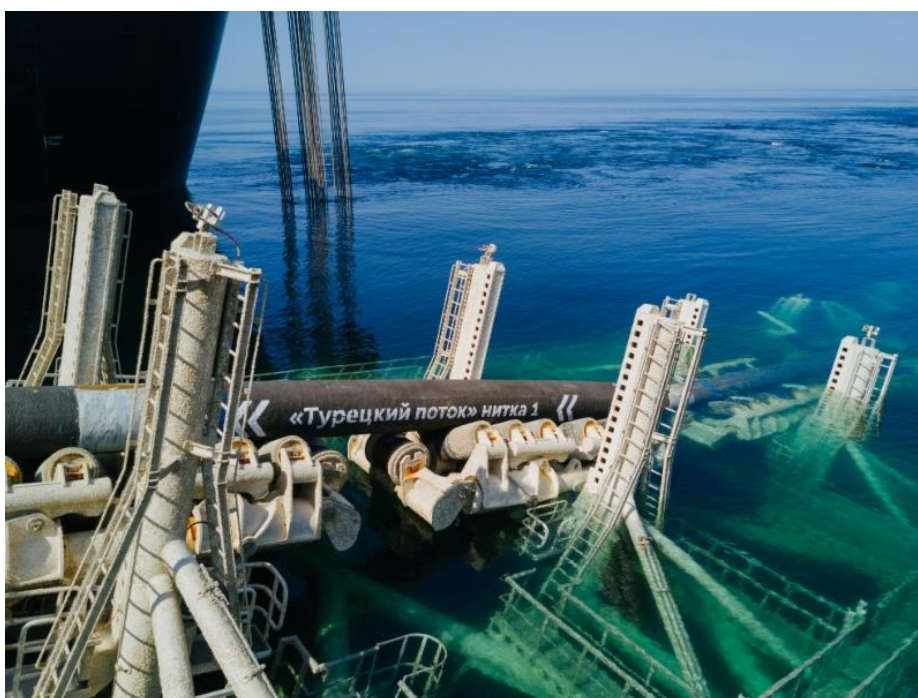


Рисунок 41 – Строительство первой нитки «Турецкого потока»

## 2. Вопросы прочности при проектировании морских трубопроводов

### 2.1. Расчет толщины стенки подводного трубопровода

Выбор толщины стенки стального подводного трубопровода являющийся одним из определяющих этапов проектирования, основывается на необходимости обеспечения прочности (устойчивости) и необходимого уровня безопасности трубопровода. Расчет выполняется для наиболее неблагоприятного сочетания возможных нагрузок.

Толщина стенки стального трубопровода должна определяться, исходя из следующих условий:

- местной прочности трубопровода, характеризуемой максимальными значениями кольцевых напряжений;
- достаточной локальной устойчивости трубопровода.

Толщина стенки стального трубопровода  $t_c$ , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по следующей формуле:

$$l_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2, \quad (2.1-1)$$

где  $p_o$  - расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе;

$D_a$  - наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma$  - допустимое напряжение материала трубы, МПа;

$\phi$  - коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб;

$c_1$  - прибавка на коррозию, мм;

$c_2$  - прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.

|            |                |          |         |      |  |                 |      |
|------------|----------------|----------|---------|------|--|-----------------|------|
|            |                |          |         |      | Современные методы строительства морских трубопроводов |                 |      |
| Изм.       | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |  |                 |      |
| Разраб.    | Тимофеева Л.А. |          |         |      | Расчетная часть  | Лит.            | Лист |
| Руковод.   | Цимбалюк А.Ф.  |          |         |      |  |                 | 67   |
| Консульт.  |                |          |         |      |  |                 | 101  |
| Рук-ль ООП | Брусник О.В.   |          |         |      |  | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |
|            |                |          |         |      |  |                 |      |

Коэффициент прочности  $\phi$  принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

Расчетное давление в трубопроводе  $p_0$ , МПа, определяется согласно (2.1-2)

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p \quad (2.1-2)$$

где  $p_i$  - внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

$p_{g \min}$  - минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

$\Delta p$  - добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа. Добавочное расчетное давление определяется в результате гидравлического расчета трубопровода, одобренного Регистром.

Величина  $p_{g \min}$  определяется по формуле

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.1-3)$$

Где  $\rho_w$  - плотность морской воды, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - Ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$d_{\min}$  - минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10<sup>-2</sup>/год;

$h_w$  - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10<sup>-2</sup>/год.

В случае применения специальных конструктивных мер по уменьшению давления гидравлического удара (ограничения скорости закрытия арматуры, применение специальных устройств по защите трубопровода от воздействия переходных процессов и др.) величина  $\Delta p$  в расчетах может быть уменьшена

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 68   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

на величину, согласованную с Регистром.

Допустимое напряжение  $\sigma$  должно приниматься равным наименьшему из значений:

$$\sigma = \min \left( \frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right), \quad (2.1-4)$$

Где  $R_e$  - минимальное значение предела текучести металла труб, МПа;

$R_m$  - минимальное значение предела прочности металла труб, МПа;

$n_e$  - коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

$n_m$  - коэффициент запаса прочности по пределу прочности.

Значения  $n_e$  и  $n_m$  приведены в таблице 2.1.1 [15] в зависимости от класса трубопровода.

При транспортировке в частности жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм.

Значение  $C_2$  принимается равным 0,5%  $D_a$  – наружный диаметр трубы, мм.

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе  $\sigma_{\max}$ , МПа, обусловленные действием внутреннего и внешнего давления, продольных усилий (например, от теплового расширения и/или упругого изгиба участков трубопровода), а также внешних нагрузки и с учетом овальности труб, не должны превышать допустимых значений напряжений:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 + \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e, \quad (2.1-5)$$

где  $\sigma_x$  - суммарные продольные напряжения, МПа;

$\sigma_{hp}$  - суммарные кольцевые напряжения, МПа;

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 69   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$\tau$  - тангенциальные (касательные) напряжения, МПа;

$k_{\sigma}$  - коэффициент запаса по суммарным напряжениям.

Значения коэффициентов запаса  $k_{\sigma}$  приведены в таблице 3.2.6 [15] в зависимости от класса трубопровода.

$\sigma_{npN} = \sigma_x$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = \frac{R_1}{k_{\sigma}} \cdot \sqrt{1 + \mu \cdot \alpha \cdot E \cdot \Delta t}; \quad (2.1-6)$$

где  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26-0,33$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{вн}$ , мм - диаметр трубы.

$n$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе ( [16]таблица 13);

$\Delta t$  -расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}; \quad (2.1-7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ град}. \quad (2.1-8)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 70   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$$R = \frac{R_1 \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.1-9)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода ( [16]таблица 1);

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу ( [16] таблица 9);

$k_n$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов  $D < 1000$  мм ( [16]таблица 11);

$R_1$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ , или пределу прочности металла трубы, МПа.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения  $\delta_n$ , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

$\sigma_{кц}^H = \sigma_{нр}$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \text{ МПа.} \quad (2.1-10)$$

## 2.2. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления

Величина критического внешнего давления на трубопровод  $p_e$ , МПа, может быть определена по формуле (2.2-11) и численно равна

$$p_e = \frac{1}{k} \cdot \frac{2E}{1 - \mu^2} \left( \frac{t_c}{D_a} \right), \quad (2.2-11)$$

Величина давления смятия  $p_y$ , МПа, определяется по формуле (2.1-12)

$$p_y = \frac{2R_s}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{инт}}, \quad (2.2-12)$$

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 71   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (2.2-13)

$$p_c \leq k_c \cdot p_{g \max}, \quad (2.2-$$

13)

где  $p_c$  - несущая способность поперечного сечения трубопровода, МПа, определяемая по формуле (2.2-14);

$k_c$  - коэффициент запаса, определяемый по табл. 3.3.5 [16];

$p_{g \max}$  - максимальное внешнее давление на трубопровод, МПа, определяемое по формуле (1.4-15);

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}}, \quad (2.2-14)$$

где  $p_e$  и  $p_y$  - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию, определяемые по формулам (1.4-11) и (1.4-12) и соответственно.

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w / 2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.2-15)$$

где  $\rho_w$  - плотность морской воды, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$d_{\max}$  - максимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, м, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10-21/год;

$h_w$  - расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, м, с обеспеченностью 10-21/год. Формула (2.2-13) действительна при условии выполнения соотношения  $15 < D_a/t_c < 45$  и величины начальной (заводской) овальности для труб не более 0,5 %.

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 72   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |



### 3. Проектный расчет стенки трубопровода

#### 3.1. Расчет толщины стенки трубопровода

Проектный расчет стенки морского трубопровода будет основан на методике, изложенная в главе 2.1. Класс трубопровода L1 согласно [15].

Механические характеристики трубопровода представлены в таблице 4.

Таблица 4- Механические данные материала трубопровода

| Параметр   | Величина                          |
|--|-----------------------------------|
| Материал   | X65 API 5L                        |
| Внешний диаметр  | 1020 мм                           |
| Плотность материала  | 7850 кг/м <sup>3</sup>            |
| Коэффициент Пуассона   | 0,3                               |
| Модуль Юнга  | 207 ГПа                           |
| Минимальное значение предела текучести $R_e$                   | 450 МПа                           |
| Минимальное значение предела прочности металла $R_m$ труб, МПа | 535 МПа                           |
| Коэффициент линейного расширения металла                       | $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град |
| Толщина коррозионного покрытия $s_1$                           | 3 мм                              |
| Плотность коррозионного покрытия                               | 1300 кг/м <sup>3</sup>            |
| Толщина бетонного покрытия                                     | 80 мм                             |
| Плотность бетонного покрытия                                   | 2250 кг/м <sup>3</sup>            |

Технологические параметры укладки трубы представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Технологические параметры для расчета стенки трубопровода

| Параметр  | Величина                  |
|---|---------------------------|
| Глубина укладки трубопровода                                      | 290м                      |
| Внутреннее рабочее давление $p_i$                                 | 9,2 МПа                   |
| Плотность морской воды $\rho_w$                                   | 1025кг/м <sup>3</sup>     |
| Минимальный уровень тихой воды по трассе, $d_{\min}$ трубопровода | 200 м                     |
| Плотность нефти марки Brent                                       | 825–828 кг/м <sup>3</sup> |

Толщина стенки стального трубопровода  $t_c$ , мм, исходя из условий местной прочности, определяется по формуле (4.1-1):

$$t_c = \frac{p_o D_a}{2\sigma\phi} + c_1 + c_2 = \frac{17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 381,35 \cdot 10^6 \cdot 1} + 3 + 0,51 = 26,98 \text{ мм.} \quad (4.1-1)$$

Коэффициент прочности  $\phi$  принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

Расчетное давление в трубопроводе  $p_0$ , МПа, определяется по формуле (4.1-2)

$$p_0 = (p_i - p_{g \min}) + \Delta p = 9,2 - 1,98 + 10,33 = 17,55 \text{ МПа.} \quad (4.1-2)$$

где  $p_i$  - внутреннее рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте, МПа;

$p_{g \min}$  - минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

$\Delta p$  - добавочное расчетное давление, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, МПа. Добавочное расчетное давление определяется в результате гидравлического расчета трубопровода, одобренного Регистром.

Величина  $p_{g \min}$  определяется по формуле (4.1-3)

$$p_{g \min} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\min} - h_w / 2) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (200 - 5,78 / 2) = 1,98 \text{ МПа.} \quad (4.1-3)$$

Расчетное значение высоты волн на основе [29] и [30] принимаем равным 5,78м.

Допустимое напряжение  $\sigma$  должно приниматься равным наименьшему из значений (формула 4.1-4)

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 74   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$$\sigma = \min \left( \frac{R_e}{n_e}, \frac{R_m}{n_m} \right). \quad (4.1-4)$$

Значения  $n_e$  и  $n_m$  принимаем равными 1,18 и 1,35 соответственно (табл. 3.2.5 [15])

$$\sigma = \frac{R_e}{n_e} = \frac{450}{1,18} = 381,35 \text{ МПа};$$

$$\sigma = \frac{R_m}{n_m} = \frac{535}{1,35} = 396,3 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение  $\sigma$  принимаем равным 381,35 МПа.

При транспортировке жидких и газообразных углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм.

Значение  $C_2$  принимается равным 0,5%  $D_a$  и составляет

$$C_2 = \frac{0,5 \cdot 1020}{1000} = 0,51 \text{ мм}.$$

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе  $\sigma_{\max}$ , вычисляем согласно формулы (4.1-5)

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp}^2 + 3\tau^2} \leq k_\sigma R_e,$$

$$\sigma_{\max} = \sqrt{110,756^2 + 331,5^2 - 110,756 \cdot 331,5 + 3 \cdot 10^2} \leq 0,8 \cdot 450$$

$$292,82 \leq 360.$$

Условие прочности выполняется.

Значение коэффициента запаса  $k_\sigma = 0,8$  (табл. 3.2.6 [15]).

Определяем продольное осевое сжимающее напряжение  $\sigma_{npN} = \sigma_x$  - по формуле (4.1-6):

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 75   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,8 \cdot 10^6 + \\ + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 17,55 \cdot 10^6 \cdot 1020}{2 \cdot 27} = 110,756 \text{ МПа.}$$

Коэффициент надежности по нагрузке  $n$  принимаем равным 1,00 ( [16]табл. 13).

$\tau$  – тангенциальные касательные (напряжения), принимаем равным  $\approx 10$  МПа.

Абсолютное значение максимального отрицательного температурного перепада определяют по формуле (4.1-8)

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 299,444 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 84,8 \cdot 10^6, \text{ град.}$$

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (4.1-9):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{535 \cdot 10^6 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,0} = 299,44 \text{ МПа,}$$

где принимаем следующие коэффициенты равными :

- коэффициент условий работы трубопровода  $m_0 = 0,75$  ( [16]табл. 1);
- коэффициент надежности по материалу  $k_1 = 1,34$  ( [16] табл. 9);
- коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов  $D > 1000$  мм  $k_n = 1,00$  ( [16]табл. 11);

Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ , или пределу прочности металла трубы  $R_1^H = 535$  МПа;

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения  $\delta_n$ , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 76   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$\sigma_{\kappa\kappa}^H = \sigma_{\text{нр}}$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\kappa\kappa}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{17,55 \cdot 1020}{2 \cdot 27} = 331,5 \text{ МПа.}$$

### 3.2. Расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления

Величина критического внешнего давления на трубопровод  $p_e$ , МПа, приводящая к смятию поперечного сечения, но не инициирующая пластических деформаций в стенке трубы (так называемое, упругое смятие), может быть определена по формуле

$$p_e = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{2E}{1-\mu^2} \left( \frac{t_c}{D_a} \right) = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{1-0,3^2} \left( \frac{27}{1020} \right)^3 = 4,2 \text{ МПа}$$

$k_1$  - коэффициент запаса принимаем равным 2 ( табл. 3.3.5. [15]).

Величина давления смятия  $p_y$ , МПа, определяется по формуле

$$p_y = \frac{2R_s}{k_2} \cdot \frac{t_c}{D_{\text{int}}} = \frac{2 \cdot 450 \cdot 10^6}{1,05} \cdot \frac{27}{966} = 23,96 \text{ МПа}$$

$k_2$  - коэффициент запаса принимаем равным 1,05 ( табл. 3.3.5. [15]).

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле (1.4-13)

$$p_c \leq k_c \cdot p_{g \max},$$

$$4,14 \leq 1,5 \cdot 2,8 = 4,2$$

Условие прочности выполняется.

$k_c$  коэффициент запаса принимаем равным 1,5 ( табл. 3.3.5. [15]).

$$p_c = \frac{p_y \cdot p_e}{\sqrt{p_y^2 + p_e^2}} = \frac{23,96 \cdot 4,2}{\sqrt{23,96^2 + 4,2^2}} = 4,13 \text{ МПа}$$

где  $p_e$  и  $p_y$  - критические нагрузки по упругому и пластическому смятию, определяемые по формулам (1.4-11) и (1.4-12), соответственно.

$$p_{g \max} = \rho_w \cdot g \cdot (d_{\max} + h_w / 2) \cdot 10^{-6} = 1025 \cdot 9,81 \cdot (275 + 5,78 / 2) \cdot 10^{-6} = 2,8.$$

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 77   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Прежде чем приступать к эксплуатации морского трубопровода с нефтегазопродуктом, стоит убедиться в том, что все правила технической эксплуатации, контроля, выявления и устранения различных дефектов соблюдены.

Ниже приведены нормы времени на строительство морского трубопровода.

Таблица 6 – Нормы времени на строительство морского трубопровода

| № п/п | Наименование работ                                  | Продолжительность работ | Состав бригады |
|-------|---|-------------------------|----------------|
| 1     | Завоз труб и отвод на объект                        | 9                       | 4              |
| 2     | Предварительное гидроиспытание                      | 4                       | 3              |
| 3     | Сварочные работы на береговой строительно-монтажной | 18                      | 3              |
| 4     | Укладка морского трубопровода                       | 28                      | 3              |
| 5     | Очистка полости и испытание                         | 14                      | 3              |
| 6     | Оформление документов                               | 1                       | 1              |
| 7     | Продолжительность работ, итого                      | <b>74</b>               |                |

Итак, приходим к выводу, что на выполнение всех работ необходимо 74 часа  $\approx$  4 дня.

### 4.2. Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом

Ресурсный метод – калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. Для того, чтобы составить смету, используют натуральные измерители расхода материала и конструкций, затрат времени

|            |      |                |         |      |   |                 |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|---|-----------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | <i>Современные методы строительства морских трубопроводов</i>         |                 |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |   |                 |      |        |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Финансовый менеджмент,<br>ресурсоэффективность и<br>ресурсосбережение | Лит.            | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |   |                 | 78   | 100    |
| Консульт.  |      |                |         |      |   | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |   |                 |      |        |
|            |      |                |         |      |   |                 |      |        |

эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы на момент составления смет принимаются текущие. Используя ресурсный метод, можно составить сметную стоимость объекта на любой промежуток времени.

Основная часть сметного расчета – затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на зарплату и страховые взносы, амортизация основных фондов.

Ниже приведены таблицы с расчетом стоимости материалов на проведение работ по строительству морского трубопровода и с затратами на спецоборудование.

Таблица 7 - Расчет стоимости материалов на проведение работ по строительству трубопровода

| Наименование материала, ед.измерения | Норма расхода материала, нат.ед. | Цена за единицу, руб./нат.ед. | Стоимость материалов, руб. |
|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Труба 1020 × 9                       | 100 м                            | 40500                         | 4050000                    |
| Манжета ТЕРМА-СТМП                   | 16                               | 850                           | 13600                      |
| Утяжелители кольцевые                | 9,5                              | 7700                          | 73150                      |
| ИТОГО                                |                                  |                               | 4136750                    |

Таблица 8 – Затраты на спецоборудование, руб.

| № п/п | Наименование материалов и комплектующи | Единица измерения | Количество | Цена    | Сумма    |
|-------|--|-------------------|------------|---------|----------|
| 1     | Передвижная сварочная конструкция      | шт.               | 3          | 80000   | 240000   |
| 2     | Машина для резки труб                  | шт.               | 2          | 15000   | 30000    |
| 3     | Топливозаправщик                       | шт.               | 1          | 7000000 | 7000000  |
| 4     | Трубоукладчик                          | шт.               | 3          | 5550000 | 16650000 |
| 5     | Экскаватор одноковшовый                | шт.               | 1          | 5700000 | 5700000  |

|   |                       |     |   |         |          |
|---|-----------------------|-----|---|---------|----------|
| 6 | Кран<br>автомобильный | шт. | 1 | 6900000 | 6900000  |
| 7 | ИТОГО                 |     |   |         | 36520000 |

Расходы на оплату труда – суммы, которые начисляют по тарифным ставкам, должностным окладам, отдельным расценкам или же в процентах от выручки от реализации продукции/работ/услуг в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки, которые выплачиваются за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Таблица 9 – Расчет заработной платы

| Должность                  | Количество | Средняя<br>заработная<br>плата одного<br>чел.дня | Фонд<br>з/платы в<br>день | Количество<br>дней<br>проведения | Фонд з/платы<br>на весь объем<br>работы |
|----------------------------|------------|--|---------------------------|----------------------------------|---|
| Мастер ЛАЭС                | 2          | 3590   | 7180                      | 3                                | 21540                                   |
| Мастер участка             | 1          | 2090   | 2090                      | 3                                | 6270                                    |
| Машинист<br>экскаватора    | 2          | 1940   | 3880                      | 3                                | 11640                                   |
| Машинист<br>бульдозера     | 2          | 1940   | 3880                      | 3                                | 11640                                   |
| Машинист<br>вездехода      | 2          | 1550   | 3100                      | 3                                | 9300                                    |
| Водитель                   | 4          | 1500   | 6000                      | 3                                | 18000                                   |
| Линейный<br>трубопроводчик | 7          | 1490   | 10430                     | 3                                | 31290                                   |
| Электромонтер              | 2          | 1300   | 2600                      | 3                                | 7800                                    |

|      |      |          |         |      |  |            |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и<br>ресурсосбережение | Лист<br>80 |
|      |      |          |         |      |  |            |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  |            |



|                |    |      |      |   |        |
|----------------|----|------|------|---|--------|
| Иные работники | 7  | 1200 | 8400 | 3 | 25200  |
| ИТОГО          | 29 |      |      | 3 | 142680 |

Ниже приведем еще одну таблицу, которая отображает затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 10 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

| Заработная плата | % (согласно уведомлению Фонда Социального страхования) | Сумма  |
|------------------|--|--------|
| 142680           | 0,2  | 285,36 |
| 142680           | 30   | 42804  |

Сумму амортизационных отчислений определяют исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. В таблице 11, которая находится ниже, приведен расчет амортизационных отчислений.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений при проведении работ

| Наименование объекта основных фондов | Количество | Балансовая стоимость тыс.руб. |       | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизации, руб./год |
|--------------------------------------|------------|-------------------------------|-------|------------------------------|-----------------------------|
|                                      |            | Одного объекта                | Всего |                              |                             |
| Передвижная сварочная установка      | 3          | 80                            | 240   | 10%                          | 24000                       |
| Машина для резки труб                | 1          | 15                            | 15    | 10%                          | 1500                        |
| Топливозаправщик                     | 1          | 8500                          | 8500  | 10%                          | 850000                      |
| Трубоукладчик                        | 3          | 5000                          | 15000 | 10%                          | 150000                      |

|      |      |          |         |      |   |            |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист<br>81 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   |            |
|      |      |          |         |      |   |            |

|                            |   |       |       |     |         |
|----------------------------|---|-------|-------|-----|---------|
| Экскаватор<br>одноковшовый | 2 | 5700  | 11400 | 10% | 114000  |
| Кран<br>автомобильный      | 2 | 7390  | 14780 | 10% | 147800  |
| ИТОГО                      |   | 26685 | 49935 | 10% | 4993500 |

Итак, согласно расчетам затрат, которые находятся выше по тексту, определяется общая сумма прямых затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Далее, ниже приведем таблицу 12 с накладными расходами.

Таблица 12 – Накладные расходы

| № п/п                 | Наименование затрат по направлениям затрат | Общий объем затрат, руб. | % накладных расходов | Сумма накладных расходов |
|-----------------------|--|--------------------------|----------------------|--------------------------|
| Всего прямых расходов |  |                          |                      |                          |
| 1                     | Спецоборудование                           | 4136750                  | 10,0                 | 413675                   |
| 2                     | Материалы и комплектующие                  | 36520000                 | 10,0                 | 3652000                  |
| 3                     | Оплата труда                               | 142680                   | 10,0                 | 14268                    |
| 4                     | Начисление на оплату труда                 | 43089                    | 10,0                 | 4309                     |
| 5                     | Амортизация основных средств               | 4993500                  | 10,0                 | 449350                   |

Таблица 13 – Командировки и служебные разъезды

| № п/п | Пункт назначения    | Кол-во командировок | Кол-во человек | Срок, дни | Проезд (туда-обратно), руб | Суточные руб./сут | Суточные руб./сут |
|-------|---------------------|---------------------|----------------|-----------|----------------------------|-------------------|-------------------|
| 1     | Морской трубопровод | 1                   | 29             | 3         | 2500                       | 700               | 128000            |
|       | ИТОГО               |                     |                |           |                            |                   | 128000            |

Таблица 14 – Прочие расходы

| Виды оплаты         | Норматив, тариф руб./время, кв м. в мес. | Кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи | Время полезного использования в разработке мес. | Сумма оплат. руб. |
|---------------------|--|---|---|-------------------|
| Транспортные услуги | 0  | 0   | 0   | 0                 |
| Услуги связи        | 14,02                                    | 29  | 0,29  | 117,90            |

Таблица 15 – Прочие расходы

|  | Тариф руб./кв.м в месяц | Кол-во используемой площади | Время использования в рамках |  |
|--|-------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|
|--|-------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|

|      |      |          |         |      |   |            |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист<br>82 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   |            |
|      |      |          |         |      |   |            |

|                            |       |   |                        |                |
|----------------------------|-------|---|------------------------|----------------|
|                            |       | согласно СНиП<br>(на 1 чел 6 м <sup>2</sup> ) | данной работы,<br>мес. |                |
| <b>Коммунальные услуги</b> |       | 29  |                        | <b>3687,68</b> |
| Водоснабжение              | 24,05 | 697,45  | 2,05                   | 1429,77        |
| Теплоснабжение             | 20,99 | 608,71  | 2,05                   | 1247,85        |
| Канализация                | 15,89 | 460,81  | 2,05                   | 944,66         |
| Электрэнергия              | 1,10  | 31,90   | 2,05                   | 65,40          |

Составляем общую таблицу для сметы затрат на выполнение проектно-изыскательных работ:

Таблица 16 – Смета затрат проектно-изыскательных работ

| №,<br>п/п | Статьи затрат   | Сумма затрат, руб. |
|-----------|---|--------------------|
| 1         | Оплата работ, выполняемых соисполнителями             | 0                  |
| 2         | Спецоборудование                                      | 36520000,00        |
| 3         | Материалы и комплектующие                             | 4136750,00         |
| 4         | Оплата труда  | 142680,00          |
| 5         | Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды | 43089,00           |
| 6         | Амортизация основных средств                          | 4493500,00         |
| 7         | Накладные расходы                                     | 4533602,00         |
| 8         | Командировки и служебные разъезды                     | 128000,00          |
| 9         | Прочие расходы, в т.ч.:                               | 3805,57            |
| 9.1       | Оплата транспортных услуг                             | 0                  |
| 9.2       | Оплата услуг связи                                    | 117,90             |
| 9.3       | Коммунальные услуги                                   | 3687,67            |
| 10        | Итого собственных затрат                              | 50005232,14        |
| 11        | Уровень рентабельности до 10%                         | 5000523,21         |
| 12        | Договорная цена                                       | 55005755,35        |
| 13        | НДС 18%   | 9901035,96         |
| 14        | Всего стоимость договора                              | 64906791,3         |

## Вывод:

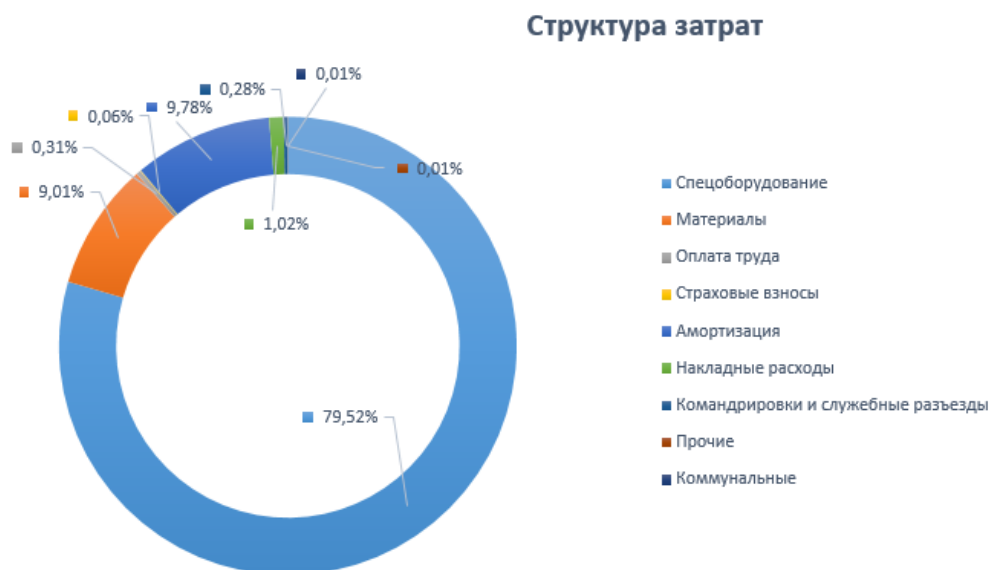


Рисунок 42 – Структура затрат

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлена нормативная продолжительность цикла работ, рассчитаны затраты на оборудования, материалы и оплату труда рабочим, также приведена диаграмма сметной стоимости выполнения работ. В итоге всех вычислений, получаем, что для проведения технологических работ потребуется 64906791,3 рублей.

## 5. Социальная ответственность

В настоящее время существует достаточно большое количество различных современных методов строительства морского трубопровода. Для того, чтобы выбрать ту или иную технологию строительства, необходимо учитывать разные факторы прокладываемой трубы: её диаметр, глубина, расстояние, какой продукт будет транспортироваться и т.п. Каждый метод несёт в себе различные конструкции строительства, подходящие для той или иной ситуации, поэтому для каждого случая выбирается какой-то определенный наиболее подходящий метод.

Так как строительство трубопровода не проходит бесследно для окружающей среды, то при выполнении данных работ необходимо выполнять требования производственной и экологической безопасности.

### 5.1. Производственная безопасность

Опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти.

Вредный производственный фактор – это фактор, который воздействуя на организм работающего может вызвать различные профессиональные заболевания вплоть до заболеваний с летальным исходом или оказать вредное действие на здоровье потомства работающего.

|                   |             |                       |                |             |   |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
|                   |             |                       |                |             | <i>Современные методы строительства морских трубопроводов</i> |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Тимофеева Л.А.</i> |                |             | <i>Социальная ответственность</i>                             |             |               |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Цимбалюк А.Ф.</i>  |                |             |   |             |               |
| <i>Консульт.</i>  |             |                       |                |             |   |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>   |                |             |   |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |             |               |
|                   |             |                       |                |             | <i>Лит.</i>   | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|                   |             |                       |                |             |   | 85          | 100           |
|                   |             |                       |                |             | НИ ТПУ гр. 2Б4А   |             |               |

**Таблица 17 - Опасные и вредные факторы при строительстве морских трубопроводов**

| Наименование видов работ   | Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ)  |   | Нормативные документы  |
|--|--|---|--|
|  | Вредные  | Опасные   |  |
| 1  | 2  | 3   | 4  |
| Полевые работы; Подъем, укладка трубопровода; Сварочномонтажные работы; Неразрушающий контроль; Изоляционноукладочные работы; Испытание трубопровода | 1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе;<br>2.Превышение уровней шума и вибрации;<br>3.Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону;<br>4.Тяжесть и напряженность физического труда. | 1. Электрический ток;<br>2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке;<br>3.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) | ГОСТ 12.0.00374<br>ГОСТ 12.1.00383<br>ГОСТ 12.1.00588<br>ГОСТ 12.4.01189<br>ГОСТ 12.1.01979<br>ГОСТ 12.1.00491 |

### **5.1.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению**

#### *1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

При прокладке морского трубопровода в районах Северного моря работники подвержены влиянию отрицательных температур, что серьезно влияет на здоровье человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергии на преобразование теплообмена используется больше, чем на выполнение самой работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

**Таблица 18 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях.**

| Скорость ветра, м/с     | Температура воздуха, °С |
|-------------------------|-------------------------|
| При безветренной погоде | -40                     |
| Не более 5,0            | -35                     |
| 5,1-10,0                | -25                     |
| 10,0-15,0               | -15                     |
| 15,1-20,0               | -5                      |
| Более 20,0              | 0                       |

|      |      |          |         |      |   |            |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист<br>86 |
|      |      |          |         |      |   |            |

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды.

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Современная спецодежда изготавливается из качественных утеплителей: тинуслейт, синтепон, холофайбер. Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями: капюшон, функциональные карманы). В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками).

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты, например такие, как кепки.

## *2) Превышение уровней шума и вибрации*

При строительстве и ремонте нефтепроводов используются машины и оборудование, которые сопровождаются огромным количеством звуков, что при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность.

Максимальный уровень шума при работе с инструментом не должен превышать 80 дБА.

Для снижения воздействия шума на человека работники оснащаются специальными средствами защиты наушниками или вкладышами. Все инструменты, которыми производятся работы, проходят тестирование на уровень шума, и допускаются к работе с виброзащитой или глушителем. Работа должна проходить с небольшими перерывами для снижения воздействия вибрации и шума на человека.

## *3) Утечка токсичных и вредных веществ в рабочую зону*

При ремонте нефтепровода есть риск возникновения утечек нефти из трубопровода. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 3му классу опасности, ее допустимая концентрация

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 87   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

составляет 10 мг/л.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- Через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- Через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм);

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова. Во втором же случае, при вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Согласно ГОСТ 12.1.005, нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот.

Таблица 19 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти.

| Газ            | Содержание |           | Длительность и характер воздействия                 |
|----------------|------------|-----------|---|
|                | Объем, %   | Мг/л      |   |
| Оксид углерода | 0,1        | 12,5      | Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание   |
|                | 0,5        | 6,25      | Через 20-30 мин – смертельное отравление            |
|                | 1          | 12,5      | Через 1-2 мин сильное смертельное воздействие       |
| Оксиды азота   | 0,006      | 0,29      | Кратковременное воздействие раздражение горла       |
|                | 0,01       | 0,48      | Продолжительное воздействие опасно для жизни        |
|                | 0,025      | 1,2       | Смертельное отравление                              |
| Сероводород    | 0,01-0,015 | 0,15-0,23 | Через 1 мин сильное или смертельное отравление      |
|                | 0,02       | 0,031     | Через 5-8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла |
|                | 0,1-0,34   | 1,54-4,62 | Быстрое смертельное отравление                      |

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты: противогазы различных типов и респираторы.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 88   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |



#### 4) Тяжесть и напряженность физического труда

Ремонт нефтепроводов - огромные трудовые затраты. Нефтепроводы очень часто расположены далеко от населенных пунктов и работникам приходится ездить в командировки. Нахождение вне дома, плюс тяжелый труд сказываются на эмоциональном состоянии работника и может привести к заболеваниям.

Для недопущения заболеваний людей при напряженном труде, организации должны придерживаться ряда требований:

- Обеспечить людям 8-ми часовой рабочий день;
- Обеспечить обеденный перерыв;
- Комфортные условия проживания;
- Небольшие перерывы между рабочим процессом;
- Своевременная заработная плата

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### 1. Электрический ток

Источником электрического тока при ремонте или монтаже нефтепровода является передвижная электростанция, или подключение к трансформаторным станциям.

Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

- Нарушение изоляции проводов;
- Неправильное или отсутствие заземления;
- Обрыв проводки.

Для человека травмоопасным значением силы электрического тока является 0,15 Ампер, или переменное и постоянное напряжение больше 36 Вольт. Поражения от действия электрического тока могут быть разными: от мелких и крупных ожогов кожного покрова, до сокращения мышц сердца, что приводит к его остановке. Различают несколько видов электрических ожогов:

- Покраснение кожи;
- Образование на поверхности кожи пузырей и волдырей;
- Обугливание кожи.

Ожоговые раны очень долго затягиваются, а поражение 2/3 поверхности кожи всего тела, практически в 85% случаев приводит к летальному исходу.

#### 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Искры, электрическая дуга, брызги раскаленного металла, которые образуются во время сварки, при попадании на открытую область

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 89   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

человеческой кожи и в глаза несут серьезную опасность получения травм.

В процессе работы на работника возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- Твердые и газообразные токсические вещества в составе сварочного аэрозоля;
- Интенсивное тепловое (инфракрасное) излучение свариваемых деталей и сварочной ванны;
- Искры, брызги, выбросы расплавленного металла и шлака;
- Высокочастотный шум;
- Статическая нагрузка и др.

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Сварщики оснащаются специальными сварочными костюмами, в комплект которых входят отражающие куртки и штаны. При проведении работ не допускается курение. Сварщик обязан быть обучен и исполнять требования пожарной безопасности.

### *3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Ремонт нефтепровода связан с работой тяжелой техники. Движущиеся части техники (ковш экскаватора, отвал бульдозера) при невнимательном отношении могут привести к травмам. Отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

## **5.2. Экологическая безопасность**

При строительстве и ремонте морского трубопровода необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, так как аварии на трубопроводах приводят к значительному загрязнению окружающей среды.

### *1) Защита атмосферы*

Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 90   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек. Меры по снижению влияния на атмосферу использование более качественного топлива для машин и оборудования.

## 2) *Защита гидросферы*

Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефти, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта. Воздействие на водные объекты не приводит к моментальному массовому гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе.

Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде, вследствие загрязнения разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. В отличие от обитателей водных объектов, в случае птиц могут происходить массовые гибели

## 3) *Защита литосферы*

Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют водно-физические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

### 5.3. **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности.

В случае повреждения нефтепродуктопровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- вывести персонал из места аварии, предотвратить допуск посторонних лиц на место аварии;
- сообщить диспетчеру об аварии;
- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 91   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

- удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;
- при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;
- оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре;

Работы необходимые для ликвидации аварийного разлива нефти, условно выполняются в три этапа:

- на первом этапе выполняются работы по локализации разлитой нефти;
- вторым этапом является сбор нефти;
- на третьем этапе производится рекультивация.

### *Пожаровзрывобезопасность*

При производстве работ есть вероятность возникновения пожара или взрыва. В соответствии с частью 1 статьи 5 ФЗ-123 каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99:

- На технологические трубопроводы НПС составляется схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока;
- обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА;
- технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте.
- не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время;
- лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти;

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   |             |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 92          |

- технологические трубопроводы, арматуру и устройства периодически осматривается и обслуживается согласно утвержденным графикам и регламентам работ;
- при обслуживании ГУС необходимо следить за эффективностью работы системы удаления конденсата из трубопроводов газовой обвязки;
- ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска.

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении;
- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;
- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов. - не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ.
- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности.
- допускаются лица, достигшие 18 лет.
- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты.
- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

## 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Строительство и ремонтные работы морского трубопровода необходимо осуществлять в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 93   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

Все сотрудники, находящиеся на месте проведения мероприятий и выполняющие работы по строительству или ремонту морского трубопровода должны быть обеспечены всеми необходимыми защитными средствами, спецодеждой и специальной обувью.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

#### *5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.*

На предприятии или же в любой организации должны проводиться проверки, контроль и оценка состояния охраны и условий безопасности труда, которые включают в себя уровни и формы проведения контроля:

- Необходимо проводить постоянный контроль на исправность оборудования, инструмента, приспособлений, также проводить проверки ограждений на их наличие и целостность, защитного заземления и других средств защиты до начала работ;
- Необходимо производить периодический оперативный контроль руководителям работ согласно их должностным обязанностям;
- Необходимо производить выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При появлении и обнаружении нарушений норм и правил охраны труда, сотрудники должны принять меры по устранению данной ситуации собственными силами. Если же собственными силами не удастся устранить, то необходимо прекратить все работы и сообщить должностному лицу.

При возникновении угрозы безопасности и здоровью работников, ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 94   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 95   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

## Заключение

В наше время, точно также, как и во времена начала строительства морского трубопровода, остро строит вопрос о безопасной и надежной работоспособности эксплуатации трубопровода в морских условиях. Поэтому на каждый случай – свой метод укладки трубопровода.

Итак, в результате проведенной работы достигнуты следующие результаты:

1. Рассмотрены современные методы строительства трубопровода: S-метод, J-метод, барабанный метод. Их достоинства и недостатки.
2. Рассмотрены конструктивные особенности труб с утяжеляющим покрытием.
3. Представлен расчет толщины стенки трубопровода.
4. Представлен расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления.

|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
|                   |             |                       |                |             | <i>Современные методы строительства морских трубопроводов</i> |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                 |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Тимофеева Л.А.</i> |                |             | <i>Заключение</i>   |                 |             |               |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Цимбалюк А.Ф.</i>  |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Консульт.</i>  |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>   |                |             |   |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   |                 |             |               |
|                   |             |                       |                |             |   | <i>Лит.</i>     | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|                   |             |                       |                |             |   |                 | 96          | 100           |
|                   |             |                       |                |             |   | НИ ТПУ гр. 2Б4А |             |               |



### Список использованной источников

1. Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
2. Морские трубопроводы. Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 131 с.
3. Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика». Ижевск.-2006..
4. Морин. И.Ю. Разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских газопроводов. Диссертация канд.техн.наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва.- 2013- 210с..
5. Морин И. Ю. Особенности расчёта напряженно-деформированного состояния морских обетонированных газопроводов» // И.Ю. Морин, В.М. Ковех. Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ».- 2011.- С.50-54.
6. Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов [Текст] : учеб. пособие для самостоятельной работы студентов по дисциплине «Строительство ГПН, НС и КС» / А. И. Попова, Н. С. Вишневская. – Ухта , 2013-168 с..
7. Применение обетонированных труб для сооружения магистральных трубопроводов [Текст] : учеб. пособие для самостоятельной работы студентов по дисциплине «Строительство ГПН, НС и КС» / А. И. Попова, Н. С. Вишневская. – Ухта , 2013-168 с..
8. СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
9. Хайрулин Р.Р. Установка морских трубопроводов. [Текст]:статья/Р.Р.Хайрулина. – Томск: ТПУ, 2018.

|            |      |                |         |      |  |  |  |                 |      |        |     |
|------------|------|----------------|---------|------|--|--|--|-----------------|------|--------|-----|
|            |      |                |         |      | Современные методы строительства морских трубопроводов |  |  |                 |      |        |     |
|            |      |                |         |      |  |  |  |                 |      |        |     |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |  |  |                 |      |        |     |
| Разраб.    |      | Тимофеева Л.А. |         |      | Список использованной литературы                       |  |  | Лит.            | Лист | Листов |     |
| Руковод.   |      | Цимбалюк А.Ф.  |         |      |  |  |  |                 |      | 97     | 100 |
| Консульт.  |      |                |         |      |  |  |  | НИ ТПУ гр. 2Б4А |      |        |     |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |  |  |                 |      |        |     |
|            |      |                |         |      |  |  |  |                 |      |        |     |

10. Трубопроводы. Глава 10. [Электронный ресурс]. URL: <https://ozon-st.cdn.ngenix.net/multimedia/1003559735.pdf>. Дата обращения: 01.05.2018 г.
11. Монтаж морских трубопроводов. [Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.info/7-75769.html>. Дата обращения: 02.05.2018 г.
12. Суда-трубоукладчики. Способы укладки трубопровода. [Электронный ресурс]. URL: <http://sudostroenie.info/novosti/23082.html>. 05.05.2018 г.
13. Филатов А. А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа / А. А. Филатов, И. И. Велиюлин // Территория Нефтегаз. – 2011. – №5. – С. 9-11..
14. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают? /Х. К. Мухаметдинов // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С.6-7..
15. Продукция ОАО Московского трубозаготовительного комбината [Электронный ресурс]. 2015. URL: <http://www.mostzk.ru/produkt/betonpokritie.aspx>, свободный. -Загл. с экран. - Яз. рус., англ. Дата обращения 01.05.2018 г.
16. Морской участок газопровода «Южный поток» (российский сектор)// Проектная документация ООО «Питер Газ». Электронный ресурс. - Режим доступа: <http://www.south-stream-offshore.com/media/documents/pdf/ru/2013/04/>, свободный. -яз. рус., англ.
17. Северный поток. Глава 4. Характеристика проекта. Электронный ресурс. - Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/bibl>, свободный. - Яз. рус., англ. - Дата обращения: 09.05.2018.
18. НД №2-020301-002, Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства, Санкт-Петербург, 2009.
19. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы..- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1997.- 263 с..
20. СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).- М.: ГОССТРОЙ ССР, 1989.- 98 с..

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованной литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 98   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

21. И.Г. Кантаржи, К.И. Кузнецов. Натурные измерения волнения при определении нагрузок на морские гидротехнические сооружения //Инженерно-строительный журнал. -№4. -2014. - Электронный ресурс. - Режим досупа: [http://www.engstroy.spb.ru/index\\_2014\\_04/06.pdf](http://www.engstroy.spb.ru/index_2014_04/06.pdf)..
22. ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997 - 32 с.
23. Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений// Лисанов М.В. Портал анализ опасностей и оценки техногенного риска. - Электронный ресурс. - режим доступа: [http://riskprom.ru/\\_ld/1/127\\_--.pdf](http://riskprom.ru/_ld/1/127_--.pdf), свободный. - Дата обращения: 12.04.2018.
24. Газпром Экспорт. «Турецкий поток». Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.gazpromexport.ru/projects/> , свободный. – Дата обращения: 18.05.2018
- 25.Приказ Минприроды России от 13 апреля 2009 г. N 87 "Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства" (с изменениями и дополнениями).
- 26.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
- 27.ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
28. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
- 29.ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
- 30.ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованной литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 99   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

- 31.РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №.
- 32.Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. — 2-е изд., испр. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2002. — 120с..
- 33.СанПиН 2.2.4.548-96 -Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованной литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 100  |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |